

KURZ- UND LANGFRISTIGE WIRKUNG DER ANREIZREGULIERUNG

EINE EMPIRISCHE UND THEORETISCHE ANALYSE DES EINFLUSSES AUF
INVESTITIONEN UND VERSORGUNGSQUALITÄT

Dissertation

zur Erlangung des Doktorgrades
der Wirtschaftswissenschaften

vorgelegt von SANDRA MAEDING
aus Gießen

genehmigt von der Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Clausthal,

Tag der mündlichen Prüfung: 13. April 2011

Vorsitzender der Prüfungskommission: Prof. Dr.-Ing. Norbert Meyer
Hauptberichterstatter: Prof. Dr. Mathias Erlei
Mitberichterstatterin: Prof. Dr. Heike Y. Schenk-Mathes

Danksagung

Ich bedanke mich herzlich bei allen, die mich auf meinem Weg zur Promotion unterstützt und dazu beigetragen haben, dass diese Arbeit gelingen konnte.

Besonders danke ich meinem Doktorvater Prof. Dr. Erlei für die anregenden Diskussionen und die konstruktive Kritik und meiner Familie, die mir immer zur Seite stand.

Ich bedanke mich bei Vattenfall für das Ermöglichen meiner Dissertation, insbesondere bei Herrn Hadré und bei meinen Kollegen für den Rückhalt. Die Umfrage hätte ich ohne die Unterstützung von Eurelectric und den nationalen Verbänden nicht mit gleichem Erfolg durchführen können, auch dafür bedanke ich mich vielmals.

Ich danke Richard Scharff, Sascha Schröder und Julia Hensel für Ihren Beitrag.

Executive Summary

Ist eine Anreizregulierung einer Rate-of-Return Regulierung überlegen? Die neuen Konzepte versprechen nichts anderes als den heiligen Gral der X-Effizienz – höchste Anreize für die Netzbetreiber, ihre Versorgungsaufgabe mit den geringsten möglichen Kosten zu bewältigen. Doch so einfach kann die Antwort nicht hergeleitet werden, denn die Aufgaben der Netzbetreiber sind nicht eindimensional: Sie betreffen eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität. Kann aber eine Anreizregulierung neben hohen Kostensenkungsanreizen adäquate Investitionsanreize liefern? Der Antwort nähert sich vorliegende Arbeit auf dem theoretischen und auf dem empirischen Weg.

Die theoretischen Analysen nutzen verschiedene Ansätze. Die Simulation des Kapitalwertes im Rahmen einer reinen Erlösobergrenzenregulierung zeigt, dass die zeitliche Verzögerung zwischen Investitionen und dem Zugeständnis der korrespondierenden Mehrerlöse einen massiven Einfluss auf ihre Vorteilhaftigkeit hat. Dieser Effekt allein reduziert den erzielbaren Kapitalwert um gut 15 % bis knapp 32 %. Insgesamt liegt die erzielbare Eigenkapitalrendite bei 2,87 % bis 5,80 %. Ein spieltheoretischer Ansatz fokussiert den Einfluss des Verhaltens der anderen Marktteilnehmer, wenn die Kapitalkosten der regulierten Unternehmen Eingang in das Benchmarking finden. Die Untersuchungen führen zu einem Spiel mit zwei Nash-Gleichgewichten, von denen eines risiko- und eines auszahlungsdominant ist. Mit dieser Konstellation bestehen Anreize, dass die Unternehmen nicht investieren. Schließlich ist zu beachten, dass auch die Wahl der Verzögerungsoption bei Investitionen die Gesamtwohlfahrt schmälern kann. Zusammenfassend belegen die theoretischen Analysen: Eine reine Anreizregulierung hemmt Investitionen.

So können einzelne Aspekte in der Theorie relativ gut verstanden werden, allerdings sind diese in der Empirie schwer zu untermauern. Dies liegt zum einen an der Tatsache, dass sich die Effekte verschiedener Instrumente überlagern. Zum anderen ist die Wirkung nicht immer sofort sichtbar, sondern zeigt sich erst zeitverzögert (z.B. zeitliches Auseinanderfallen zwischen Investitionen und Veränderungen der Versorgungsqualität). Nicht zuletzt erschwert die Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und Unternehmen die Bewertung. Hier geben die Ergebnisse einer Unternehmensumfrage, an welcher 90 Verteilnetzbetreiber aus neuen europäischen Ländern teilnahmen, wertvolle Hinweise.

Eine allgemeine Auswertung illustriert, dass die Verteilnetzbetreiber in Deutschland und in Norwegen das Investitionsniveau überwiegend als unzureichend bezeichnen und insbesondere langfristig eine negative Entwicklung der Versorgungsqualität erwarten, während die finnischen Unternehmen sowohl das Investitionsniveau als auch die Qualitätsentwicklung überdurchschnittlich optimistisch sehen. Anhand eines Partial-Least-Squares Ansatzes kann der Einfluss der verschiedenen Eigenschaften der Regulierungssysteme, wie eine Rate-of-Return Regulierung der Kapitalkosten, Planungssicherheit oder eine Qualitätsregulierung, besser verstanden werden. Ein wesentliches Resultat sind die unterschiedlichen Effekte in der kurzen und langen Perspektive bzw. zwischen aufwandsgetriebenen und investiven Maßnahmen:

- Die Implementierung einer Qualitätsregulierung hat einen systematischen Einfluss auf die Störungsdauer, so dass sie kurzfristig zu einer Erhöhung der Qualität führt, wenn gegenläufige Effekte diesen positiven Einfluss nicht überkompensieren.
- Der langfristige Einfluss der Qualitätsregulierung ist nicht in allen Modellen signifikant, er kann demnach nicht eindeutig untermauert werden.
- Demgegenüber ist der positive Einfluss einer RoR-Regulierung nur bezüglich der langfristigen Qualitätsentwicklung signifikant. Dies stützt die These, dass sich investive Maßnahmen erst zeitverzögert auf die Qualität auswirken.
- Insgesamt kann die Einschätzung der Entwicklung der Versorgungsqualität in langer Frist mit den Eigenschaften des Regulierungssystems deutlich besser erklärt werden als kurzfristige Änderungen. Zudem sind die Änderungen langfristig wesentlich stärker ausgeprägt als kurzfristig.

Es wird gezeigt, dass es irreführend sein kann, von den kurzfristigen Effekten eines Regulierungssystems auf dessen langfristige Wirkung zu schließen. Außerdem werden der langfristige Einfluss von Investitionen auf die Versorgungsqualität und die positiven Investitionsanreize einer RoR-Regulierung untermauert, während der langfristig positive Einfluss einer Qualitätsregulierung nicht auf gleiche Weise nachgewiesen werden konnte.

So haben sowohl Anreiz- als auch Rate-of Return Regulierung spezifische Vor- und Nachteile und ihre Eignung ist an den aktuellen Prioritäten von Kostensenkungs- und Investitionsanreizen zu messen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es angebracht, die Zweckmäßigkeit beider Konzepte anhand der Regulierungsziele gegeneinander abzuwägen und eine Wahl zu treffen: Für höhere Investitionsanreize und geringere Kostensenkungsanreize. Oder: Für höhere Kostensenkungsanreize und geringere Investitionsanreize. Die Regulierungsziele wiederum sollen dem allgemeinen Bedarf und den allgemeinen Rahmenbedingungen gerecht werden.

Struktur der Arbeit

Vorliegende Dissertation gliedert sich in 5 Teile:

1. Rechtliche, technische und ökonomische Grundlagen
2. Theoretische Bewertung des Einflusses der Regulierung auf Investitionen und Versorgungsqualität
3. Regulierungssysteme in der internationalen Praxis
4. Umfrage zur Anreizregulierung
5. Anpassungsempfehlungen und Zusammenfassung

Dem eiligen Leser seien zur Orientierung die wesentlichen Fragestellungen zu Beginn eines jeden Teils und die jeweiligen Zwischenzusammenfassungen am Ende empfohlen. Teile 1 bis 5 sind wie folgt strukturiert:

Der 1. Teil beschreibt kurz die Entwicklung des ordnungspolitischen Rahmens in Deutschland, bevor im 2. Kapitel die für diese Arbeit wichtigsten technischen Grundlagen des Verteilnetzbetriebs dargelegt werden. Der technische Teil konzentriert sich dabei auf regulierungsrelevante Aspekte und hier vor allem auf die Determinanten der Versorgungsqualität. Anschließend gibt Kapitel 3 einen Überblick über die wirtschaftlichen Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft und ordnet den Verteilnetzbetrieb in die Wertschöpfungskette ein. Den Mittelpunkt des 1. Teils bilden die regulierungstheoretischen Grundlagen für den Verteilnetzbetrieb in Kapitel 3. Hier wird der Regulierungsbedarf begründet, Regulierungsziele werden spezifiziert und verschiedene Regulierungskonzepte und hybride Verfahren vorgestellt. Das Kapitel schließt mit der Beschreibung von Methoden zur Bewertung der produktiven Effizienz. Kapitel 5 fasst den 1. Teil zusammen.

Aufbauend auf den allgemeinen Grundlagen legt Teil 2 den Schwerpunkt auf die theoretische Bewertung des Einflusses der Regulierung auf Investitionen und Versorgungsqualität. Nachdem in Kapitel 6 der Forschungsbedarf diskutiert und die Struktur der folgenden Analysen dargestellt wird, systematisiert Kapitel 7 die verschiedenen Investitionstypen. In einem sich in Kapitel 8 anschließendem deterministischen Modell kann die Wirkung einer reinen Erlösberggrenzenregulierung auf den Kapitalwert, den internen Zinsfuß und den erzielbaren Eigenkapitalzins simuliert werden. Demgegenüber wird in Kapitel 9 der Einfluss von Unsicherheit auf Investitionsentscheidungen analysiert. Das Capital Asset Pricing Model (CAPM), das Eingang in die Verteilnetzregulierung gefunden hat, wird skizziert, das regulatorische Commitment thematisiert, der Einfluss des Verhaltens anderer Marktteilnehmer wird spieltheoretisch untersucht bevor die Option, Investitionen zu verzögern, einbezogen wird. Auf Grundlage der Theorie werden in Kapitel 10 Handlungsspielräume der Unternehmen und Hypothesen hergeleitet, bevor Kapitel 11 Teil 2 zusammenfasst.

Teil 3 leitet in den empirischen Abschnitt ein. Als Grundlage für die Auswertung der Unternehmensumfrage werden die Entwicklung und der Status Quo der Anreizregulierung im Verteilnetzbereich in ausgewählten Vergleichsländern beschrieben. In Kapitel 12 wird die Länderauswahl begründet, anschließend fokussiert sich Kapitel 13 auf das deutsche System als Referenzpunkt und Kapitel 14 zeigt Steckbriefe der Vergleichsländer: Großbritannien, Niederlande, Norwegen, Schweden, Finnland, Spanien und Österreich. In Kapitel 15 werden die Konzepte einander gegenübergestellt und bewertet, Kapitel 16 fasst Teil 3 zusammen.

In Teil 4 wird die Umfrage zur Anreizregulierung beschrieben und ihre Ergebnisse illustriert. Zuerst umfasst Kapitel 17 eine Beschreibung der Umfrage und zeigt die Zusammensetzung der Stichprobe. Kapitel 18 gibt eine Übersicht über die Umfrageergebnisse und leitet mit einer allgemeinen Auswertung ein. In Kapitel 19 werden die theoretischen Grundlagen einer Partial-Least-Squares (PLS) Analyse aufgeführt, bevor eine PLS in Kapitel 20 für die Umfrage zur Anreizregulierung angewendet wird. Untersucht wird der relative Einfluss der Regulierungsinstrumente auf Investitionen und Qualität – sowohl in kurzer als auch in langer Frist. In Kapitel 21 werden darauf aufbauend Indikationen für Anpassungsempfehlungen zur Anreizregulierung hergeleitet, Kapitel 22 fasst Teil 4 zusammen.

Teil 5 umfasst Anpassungsempfehlungen und eine Zusammenfassung der Dissertation. Zuerst werden in Kapitel 24 die gewonnen Erkenntnisse hinsichtlich ihrer Bedeutung für erforderliche Anpassungen des Regulierungssystems zusammengefasst. Danach werden in Kapitel 25 erforderliche Anpassungen abgewogen, bevor in Kapitel 26 die entsprechenden Schlüsse für die kurze und die lange Frist gezogen werden. Einen Ausblick präsentiert abschließend Kapitel 26.

Inhaltsverzeichnis

I. Rechtliche, technische und ökonomische Grundlagen	1
1. Entwicklung des ordnungspolitischen Rahmens	5
2. Technische Grundlagen des Verteilnetzbetriebs	9
2.1. Eigenschaften und Struktur elektrischer Netze	9
2.2. Determinanten der Versorgungszuverlässigkeit	13
2.3. Weitere technische Besonderheiten des Verteilnetzbetriebs	17
2.4. Relevanz technischer Netzspezifika für die Regulierung	19
3. Wirtschaftliche Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft	21
3.1. Die Wertschöpfungsstufen nach der Liberalisierung	22
3.2. Relevanz wirtschaftlicher Netzspezifika für die Regulierung	25
4. Regulierungstheoretische Grundlagen für den Verteilnetzbetrieb	27
4.1. Begründung des Regulierungsbedarfs für Stromverteilnetze	27
4.1.1. Kostenvorteile natürlicher Monopole	28
4.1.2. Monopolistische Konkurrenz und die Potenziale aktiver Konkurrenz .	30
4.1.3. Stromverteilungsnetze als monopolistische Bottlenecks	31
4.2. Ziele der Regulierung	32
4.3. Regulierungskonzepte	37
4.3.1. Kostenorientierte Regulierungsansätze	37
4.3.2. Anreizbasierte Regulierungssysteme	40
4.4. Hybride Verfahren	47
4.4.1. Qualitätsregulierung	48
4.4.2. Kapitalkostenregulierung und Investitionsanreizung	53
4.5. Methoden zur Bestimmung der produktiven Effizienz	54
4.5.1. Benchmarking - Methoden zur Ermittlung des Effizienzwertes	56
4.5.2. Referenznetze für die Effizienzbestimmung	59
4.5.3. Ermittlung und Funktion des generellen Effizienzwertes	62
5. Zusammenfassung des ersten Teils	65

II. Theoretische Bewertung des Einflusses der Regulierung auf Investitionen und die Versorgungsqualität	69
6. Forschungsbedarf und Struktur der Analysen	73
7. Systematisierung von Investitionstypen	79
8. Einfluss des Regulierungskonzeptes auf die Vorteilhaftigkeit von Investitionen	81
8.1. Entscheidungskriterium	81
8.2. Allgemeine Annahmen	83
8.3. Definition der relevanten Größen	85
8.4. Beeinflussung des Kapitalwerts und des Internen Zinsfuß	89
8.4.1. Relevante zeitliche Verzögerungen	90
8.4.2. Einfluss der zeitlichen Verzögerung des Cashflows	91
8.4.3. Sperrklinkeneffekt und Einfluss des geringeren Restbuchwertes	92
8.4.4. Einfluss des Effizienzfaktors	95
8.5. Gesamtanalyse und resultierende Eigenkapitalverzinsung	95
9. Der Einfluss von Unsicherheit auf Investitionsentscheidungen	99
9.1. CAPM und Wagniszuschlag	100
9.2. Das regulatorische Kommitment	101
9.3. Das Verhalten anderer Marktteilnehmer	104
9.4. Die Option, Investitionen zu verzögern	111
10. Handlungsspielräume der Unternehmen und Hypothesen	115
11. Zusammenfassung des zweiten Teils	119
III. Regulierungssysteme in der internationalen Praxis	121
12. Europäische Regulierungspraxis und Länderauswahl	125
13. Status Quo der Anreizregulierung für Deutschland	129
13.1. Kostenbestandteile (KA) in der Regulierungsformel	131
13.2. VPI und genereller Produktivitätsfortschritt PF	134
13.3. Erweiterungsfaktor	134
13.4. (Geplante) Qualitätsregulierung	136
13.5. Regulierungskonto	137
13.6. Ermittlung der individuellen Effizienzvorgaben	138
14. Steckbriefe zu den ausgewählten Ländern	141

14.1. Großbritannien	141
14.1.1. Systementwicklung	142
14.1.2. Status Quo	143
14.1.3. Qualitätsregulierung	147
14.1.4. Ausblick: Das RPI-X@20 Projekt	148
14.2. Niederlande	152
14.2.1. Systementwicklung	153
14.2.2. Status Quo	155
14.2.3. Der generische X-Faktor	155
14.2.4. Qualitätsregulierung	157
14.3. Norwegen	159
14.3.1. Systementwicklung	159
14.3.2. Status Quo	161
14.3.3. Der Yardstick-Faktor	162
14.3.4. Der Justierungsparameter	163
14.3.5. Qualitätsregulierung	165
14.4. Schweden	165
14.4.1. Systementwicklung und Status Quo	166
14.4.2. Das Network Performance Assessment Model (NPAM)	167
14.5. Finnland	169
14.5.1. Systementwicklung	170
14.5.2. Status Quo	170
14.5.3. Qualitätsregulierung	171
14.6. Spanien	171
14.6.1. Systementwicklung	172
14.6.2. Status Quo	173
14.6.3. Das Peco-Modell	173
14.6.4. Qualitätsregulierung	174
14.7. Österreich	175
14.7.1. Systementwicklung	176
14.7.2. Status Quo	176
15. Bewertung und Gegenüberstellung der Konzepte	179
16. Zusammenfassung Teil 3	187
IV. Umfrage zur Anreizregulierung	189
17. Beschreibung der Umfrage und Zusammensetzung der Stichprobe	193

18. Übersicht über die Umfrageergebnisse	197
18.1. Allgemeine Bewertung der Regulierungspraxis	197
18.2. Einfluss der Regulierung auf Versorgungsqualität und Investitionen	203
18.3. Zwischenfazit	212
19. PLS-Analyse	217
19.1. Theoretischer Überblick zur Partial Least Squares Analyse	217
19.1.1. Theoretische Ansätze der Kausalmodellierung	217
19.1.2. Formales PLS-Modell und Schätzalgorithmus	220
19.1.3. Die Beurteilung der Güte einer PLS-Analyse	225
20. Anwendung der PLS für die Umfrage zur Anreizregulierung	229
20.1. Modell 1: Effort vs. Invest	229
20.2. Modell 2: Regulierung - Qualität	232
21. Indikationen für Anpassungsempfehlungen für die Regulierung	239
22. Zusammenfassung Teil 4	243
V. Zusammenfassung und Anpassungsempfehlungen	245
23. Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse	249
24. Relevanz der Ergebnisse für erforderlicher Anpassungen der Regulierung	253
25. Anpassungsempfehlungen	257
25.1. Kurz- und mittelfristige Anpassungsempfehlungen	258
25.2. Langfristige Anpassungsempfehlungen	260
26. Ausblick	267
Literaturverzeichnis	268
Anhang	282
A. Übersicht über die Europäische Regulierungspraxis	285
B. Fragebogen und Umfrageergebnisse	289
C. Korrelationsmatrizen zu Kapitel 4	307

D. Eidesstattliche Erklärung

309

Abbildungsverzeichnis

1.1. Ordnungspolitischer Rahmen von 1997/98 bis 2009, Quelle: VDN (2007) . . .	5
2.1. Verlauf der Leistung im Wechselstromkreis, Quelle: Noack (2003), S. 35 . . .	11
2.2. Struktur der Energieversorgung in Deutschland, Quelle: Noack (2003), S. 174	12
2.3. Typische Netzstrukturen, eigene Darstellung	16
2.4. Kosten-Nutzen Diagramm Qualität, Quelle: E-Bridge Consulting (2006), S. 8	17
3.1. Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätswirtschaft nach der Liberalisierung .	22
3.2. Merit-Order und Preisbildung, Quelle: Erdmann/ Zweifel (2008), S. 304 . .	23
4.1. Stromübertragung und -verteilung als monopolistische Bottlenecks	31
4.2. Preisbildung im natürlichen Monopol	34
4.3. Ziele und Beschränkungen des Regulierers	36
4.4. Systematisierung von Regulierungsansätzen	38
4.5. Prinzip der kostenbasierten Regulierung	39
4.6. Prinzip der Erlösobergrenzenregulierung	43
4.7. Prinzip der Yardstickregulierung	45
4.8. Methoden der Qualitätsregulierung, Quelle: Bliem (2007), S. 142	48
4.9. Wohlfahrtsoptimales Qualitätsniveau	50
4.10. Ermittlung des Malus bzw. der Bonifikation	52
4.11. Ermittlung der produktiven Effizienz, angelehnt an Farrell (1957)	55
4.12. Regressionsanalysen	57
4.13. Data Envelopment Analysis (DEA), angelehnt an Charnes et al. (1978) . . .	57
6.1. Aufbau der theoretischen Analysen	77
7.1. Systematisierung von Investitionstypen, Quelle: Schwinn/ Südkamp (1996), S. 1001	79
8.1. Einfluss des Zeitverzugs auf die erzielbaren Renditen	92
8.2. Erzielbare, reale Mehrerlöse im Zeitverlauf	96
9.1. Basisspiel von Gilbert und Newbery, Quelle: Gilbert/ Newbery (1994), S. 540	103
9.2. Gesamte Kapitalkosten in Abhängigkeit vom Investitionszyklus	106

13.1. Verschiebung der Effizienzgrenze (genereller Produktivitätsfortschritt) . . .	135
14.1. Verteilnetzinvestitionen (UK, 1960 - 2003), Quelle: Jamasb/ Pollitt (2007) .	146
14.2. Der Low Carbon Network Fund (LCN)	152
14.3. Prinzip der Yardstickregulierung in den Niederlanden	156
18.1. Allgemeine Bewertung der Regulierungspraxis	198
18.2. Spezifische Bewertung der Regulierungspraxis	199
18.3. Bewertung der Transparenz	200
18.4. Bewertung der Planungssicherheit	202
18.5. Gesamteinschätzung	202
18.6. Einfluss der Regulierung auf spezifische Handlungsfelder	204
18.7. Beeinflussung spezifischer Handlungsfelder nach Ländern	204
18.8. Einschätzung Investitionen und Qualitätsentwicklung	205
18.9. Einfluss spezifischer Regulierungsinstrumente	207
19.1. Prinzip der Gewichte als Hilfsgrößen, eigene Darstellung	223
20.1. PLS Modell 1: Effort vs. Invest	236
20.2. PLS Modell 2: Regulierung - Qualität	237

Tabellenverzeichnis

2.1. Spannungsebenen, Quelle: Heuck/ Dettmann (2005), S. 53 sowie Flosdorff/ Hilgarth (2005), S. 2	12
2.2. DISQUAL-Kenngrößen, Quelle: VDN (2006), S. 9	14
4.1. Analogien zw. Transportproblem und Netzplanung, Quelle: Tao (2007a), S. 34	60
8.1. Zusammenfassung der Annahmen	89
8.2. Zeitliche Verzögerungen bei Investitionen	91
8.3. Einfluss der zeitliche Verzögerungen auf den NPV	92
8.4. Beispiel für den Sperrklinkeneffekt	93
8.5. Quantifizierung des Sperrklinkeneffekts	93
8.6. Einfluss des sinkenden Restbuchwerts	94
8.7. Resultierender WACC für die verschiedenen Szenarien	96
8.8. Resultierender Eigenkapitalzins für die verschiedenen Szenarien	97
9.1. Entscheidungssituation vor einem TOTEX Benchmarking	107
9.2. Allg. Darstellung zur Risikodominanz	108
9.3. Allg. Darstellung zur Risikodominanz (2)	108
9.4. 2 R Variante, Quelle: Battalio/ Samuelson/ van Huyk (2000)	109
9.5. R Variante, Quelle: Battalio/ Samuelson/ van Huyk (2000)	109
9.6. 0,6 R Variante, Quelle: Battalio/ Samuelson/ van Huyk (2000)	109
9.7. Analogien zw. Finanz- und Realloptionen, Quelle: Vollert (2003), S. 14-16 . .	112
12.1. Merkmale der Regulierung in den ausgewählten Vergleichsländern	127
14.1. Menu von Verträgen, Quelle: Jamasb/ Pollitt (2007), S. 35	145
14.2. Maximaler Einfluss der Qualitätsregulierung auf die Unternehmenserlöse in GB, Quelle: Jamasb/ Pollitt (2007), S. 31	147
14.3. Anreizraten nach Sektoren in Norwegen, Quelle: Lovdata (2007)	166
14.4. Anreizraten in der schwedischen Qualitätsregulierung	168
14.5. Anreizraten in der finnischen Qualitätsregulierung	171
14.6. Anreizraten in der spanischen Qualitätsregulierung (Euro/ kWh)	175

14.7. Anreizraten in der spanischen kundenorientierten Qualitätsregulierung (Euro/ kWh)	175
15.1. Merkmale der Regulierung in den ausgewählten Vergleichsländern (2)	185
15.2. Bewertung der Regulierung in den ausgewählten Vergleichsländern	186
18.1. Abkürzung der Variablen	209
18.2. Korrelationsmatrix, Analyse 2. In Klammern sind jeweils die p-Werte genannt.	210
18.3. Korrelationsmatrix, Analyse 1. In Klammern sind jeweils die p-Werte genannt.	215
18.4. Bewertung der Hypothesen (1). + zeigt an, dass die Hypothese bestätigt werden kann, - bedeutet, dass die Hypothese abgelehnt werden muss; +/- illustriert, dass keine eindeutige Aussage resultiert.	216
19.1. Gegenüberstellung PLS und LISREL	219
19.2. Gütekriterien	227
20.1. Gütekriterien und Parameter des 1. Modells	230
20.2. Gütekriterien und Parameter des 2. Modells	233
21.1. Bewertung der Hypothesen (2). + zeigt an, dass die Hypothese bestätigt werden kann, - bedeutet, dass die Hypothese abgelehnt werden muss; +/- illustriert, dass keine eindeutige Aussage resultiert.	241
A.1. Überblick internationale Regulierungspraxis (1)	286
A.2. Überblick internationale Regulierungspraxis (2)	287
C.1. Korrelationsmatrix, Analyse 2	307
C.2. Korrelationsmatrix, Analyse 1	308

Teil I.

Rechtliche, technische und ökonomische Grundlagen

„Wo soll man anfangen und aufhören, wenn man von der Elektrizität reden will?“¹ Wenig greifbar ist elektrische Energie, gleichzeitig ist unser heutiges Leben ohne Elektrizität kaum vorstellbar. Elektrische Netze erfüllen in diesem Zusammenhang eine unverzichtbare Aufgabe, indem sie zuverlässig und so preisgünstig wie möglich den Transport des Stroms von den Erzeugern zu den Haushalts- sowie Industrie- und Gewerbekunden sicherstellen sollen. Die vorliegende Dissertation befasst sich mit der Regulierung der Verteilnetze, die sich aufgrund der Besonderheiten der elektrischen Energie als Handelsware von der Regulierung anderer Sektoren unterscheidet. Deshalb werden einleitend Antworten auf folgende Fragen gegeben:

1. Warum werden die Betreiber elektrischer Verteilnetze reguliert?
2. Welche technischen Besonderheiten müssen dabei beachtet werden?
3. Welche wirtschaftlichen Besonderheiten sind relevant?
4. Mit welchen Zielen und Methoden ist die Regulierung der Branche umsetzbar?

Im ersten Kapitel wird die Entwicklung des ordnungspolitischen Rahmens in Deutschland von 1996 bis 2009 präsentiert. Hieraus resultieren die Relevanz der Arbeit und die aktuellen Diskussionen zur Anreizregulierung. Im zweiten Kapitel folgen die technischen Grundlagen mit Fokussierung auf regulierungsrelevante Aspekte, dies umfasst unter anderem die Determinanten der Versorgungsqualität. Das Bild wird anschließend im dritten Kapitel durch eine Einordnung der Verteilnetze in die Wertschöpfungskette nach der Liberalisierung ergänzt und die für die Netzregulierung wichtigen wirtschaftlichen Aspekte werden aufgezeigt. Auf dieser Basis kann im vierten Kapitel der Regulierungsbedarf geklärt und ein Überblick über die allgemeinen regulierungsökonomischen Grundlagen gegeben werden. Dies umfasst die Begründung des Regulierungsbedarfs, die Ziele der Regulierung sowie eine kritische Diskussion von kostenorientierten und anreizbasierten Regulierungskonzepten und den zu verwendenden Instrumenten, wie z.B. Benchmarkingmethoden, Kapitalkosten- und Qualitätsregulierung.

¹So sprach Friedrich Naumann (1860-1919), Theologe und später Publizist, als er in Deutschland von der Pariser Weltausstellung berichtete, vgl. Wolter/Reuter (2005), S. 1.

1. Entwicklung des ordnungspolitischen Rahmens

Der ordnungspolitische Rahmen der Elektrizitätsbranche in Deutschland hat im vergangenen Jahrzehnt einen drastischen Wandel vollzogen. Ein Markt, der mittels *Konzessionsverträgen* (Verträge zwischen Gemeinden und Energieversorgern zur Überlassung des alleinigen Wegerechts) und *Demarkationen* (Gebietsabsprachen zwischen den Energieversorgern) durch eine klare und stabile Aufgabenteilung zwischen den Unternehmen gekennzeichnet war, um „die Allgemeinheit vor den schädlichen Auswirkungen eines Wettbewerbs in der Elektrizitätswirtschaft zu bewahren“, wurde für den Wettbewerb geöffnet. Abbildung 1.1 zeigt die Entwicklung der Rahmenbedingungen seit 1996².

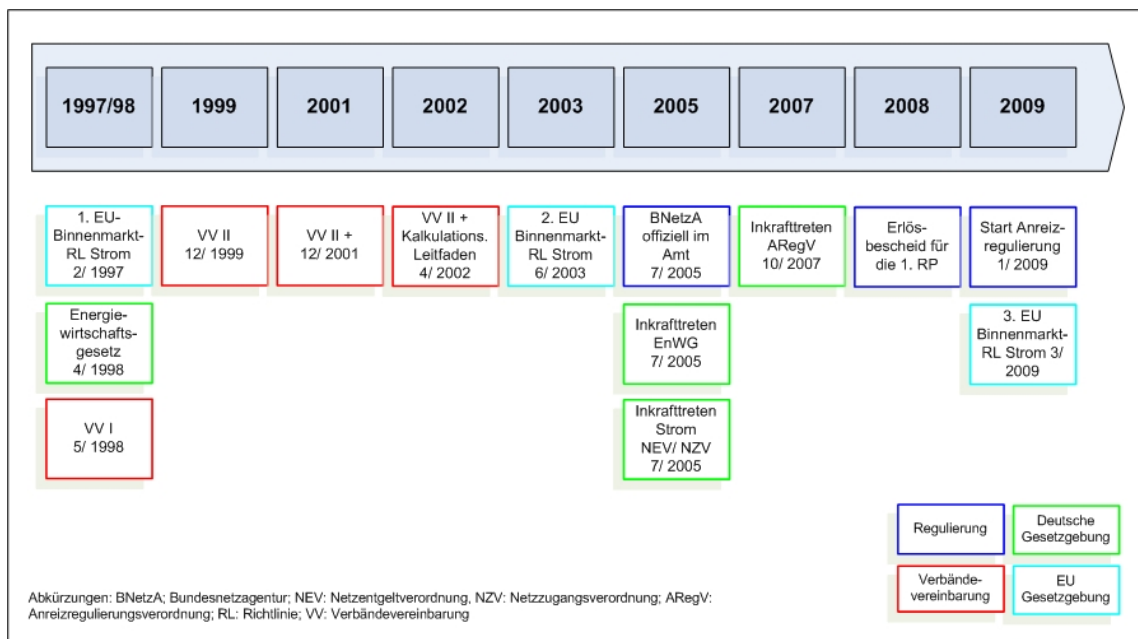


Abbildung 1.1.: Ordnungspolitischer Rahmen von 1997/98 bis 2009, Quelle: VDN (2007)

Den Impuls für die Liberalisierung gab die *Richtlinie 96/92/EG* des Europäischen Parla-

²Vgl. VDN (2007) sowie Steger et al. (2008), S. 19.

ments und des Rates vom September 1996, welche in Deutschland durch das *Gesetz zur Neuregelung der Energiewirtschaft* im April 1998 in nationales Recht umgesetzt wurde. Ziel der Richtlinie ist die Liberalisierung des Elektrizitätssektors und die Verwirklichung eines voll funktionsfähigen Binnenmarktes. Die Organisation des Netzzugangs nimmt dabei einen großen Stellenwert ein, denn ohne Zugang zum Netz ist kein Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen möglich, während das Netz selber ein *natürliches Monopol* bildet³. Der deutsche Gesetzgeber wählte aus den in der Richtlinie gewährten Optionen des Alleinabnehmermodells, des regulierten Netzzugangs und des verhandelten Netzzugangs die letztere. Die Branche erhielt die Möglichkeit, den Zugang zu den Netzen unter bestimmten Vorgaben freiwillig zu organisieren und den Energiemarkt über so genannte *Verbändevereinbarungen* zu öffnen. Die Einhaltung und die Kohärenz der Verbändevereinbarungen mit dem Wettbewerbsrecht unterlag einer ex-post Kontrolle durch die Kartellämter⁴. Damit beschritt Deutschland einen Sonderweg, denn alle übrigen Länder der EU entschieden sich für eine staatliche Regulierung des Netzzugangs⁵.

Die *Richtlinie 96/92/EG* wurde im Juni 2003 durch die *Richtlinie 2003/54/EG* (EU-Beschleunigungsrichtlinie) abgelöst, in welcher explizit die Einrichtung einer nationalen Regulierungsbehörde für Strom und Gas gefordert wird⁶. Die Umsetzung in nationales Recht erfolgte in Deutschland ein Jahr nach Ablauf der durch die EU-Kommission vorgegebenen Frist durch das EnWG (Energiewirtschaftsgesetz) im Juli 2005⁷. Die §§ 21, 21 a des Gesetzes regeln die „Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang“ und das „Regulierungsvorhaben für Anreize für eine effiziente Leistungserbringung“. Zu Beginn der Regulierung sieht § 21 EnWG ein System der Kostenprüfung (Renditeregulierung) vor, gleichzeitig schafft § 21 a EnWG die Basis für die Einführung eines anreizbasierten Regulierungssystems⁸.

Grundlage für die Renditeregulierung ist die StromNEV (Stromnetzentgeltverordnung) von 2005. Im gleichen Jahr trat die BNetzA (Bundesnetzagentur), als deutsche Regulierungsbehörde für die Netzmärkte Strom, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnverkehr mit den neuen Geschäftsbereichen offiziell ins Amt. Netzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden oder einem Gebiet, das über ein Bundesland hinausreicht, unterliegen dieser Bundesbehörde. Die übrigen Unternehmen werden durch ihre jeweiligen Landesregulierungsbehörden kontrolliert⁹. Für das Jahr 2006 mussten die Netzbetreiber in Deutschland zum ersten Mal

³Vgl. Richtlinie 96/92/EG (1996), Artikel 17 und 18.

⁴Vgl. Monitoring Bericht (2003), S. 2-3.

⁵Vgl. Büdenbender (2004), S. 1-12.

⁶Vgl. Richtlinie 2003/54/EG.

⁷Vgl. Kuhlmann/ Vogelsang (2005), S. 30-39.

⁸Vgl. EnWG (2005), §§ 21 und 21a.

⁹Vgl. VDN (2007), S. 8f. Insofern Bundesländer keine eigene Regulierungsbehörde haben, entfällt die Zuständigkeit im Zuge der so genannten Organleihe auf die BNetzA.

ihre Netzentgelte genehmigen lassen.

Gleichzeitig oblag es der BNetzA, ihren Auftrag nach § 112 a EnWG zu erfüllen und als Vorarbeit für die Anreizregulierungsverordnung bis zum 1. Juli 2006 — zwölf Monate nach Inkrafttreten des novellierten EnWG — einen Bericht zur Einführung der Anreizregulierung vorzulegen¹⁰. 16 Monate später, am 29. Oktober 2007, wurde die ARegV (Anreizregulierungsverordnung) verabschiedet. Der Systemwechsel wurde zum 1. Januar 2009, nach gut sieben Jahren verhandeltem Netzzugang und zwei Jahren Renditeregulierung, vollzogen. Auf die konkrete Konzeption des Anreizregulierungssystems wird in Teil 3 detailliert eingegangen. Eine ausführlichere Beschreibung der Geschichte des Energiewirtschaftsrechts in Deutschland ist z.B. bei Steger et al. (2008) zu finden¹¹.

¹⁰Vgl. Hadré/ Katzfey (2005), S. 3.

¹¹Vgl. Steger et al. (2008), S. 43-54.

2. Technische Grundlagen des Verteilnetzbetriebs

Die technischen und physikalischen Eigenschaften elektrischer Netze führen auf wichtige Unterschiede im Vergleich zu anderen regulierten Bereichen wie zum Beispiel der Telekommunikation. Aus diesem Grund wird zur Verdeutlichung von Anforderungen und Qualitätsmerkmalen der Stromverteilung folgend ein Überblick über die technischen Grundlagen gegeben.

2.1. Eigenschaften und Struktur elektrischer Netze

In ihrer eigentlichen Form kaum nutzbar, nimmt Elektrizität aufgrund ihrer sehr guten Transportierbarkeit und hervorragenden Wandelbarkeit in z.B. thermische Energie einen besonderen Stellenwert innerhalb der Energieversorgung ein und ermöglicht die Energieübertragung über weite Strecken (*leitungsgebundene Energieversorgung*)¹². Aus elektrotechnischer Sicht ist sie ein *homogenes Gut*, das vollständig durch physikalische Größen beschrieben werden kann: Sie entsteht durch eine Potenzialdifferenz, welche der Spannung (U) zwischen zwei Punkten in einem elektrischen Feld entspricht. Aufgrund der Spannung bewegen sich elektrische Ladungen und es fließt Strom (I). Die Stromstärke gibt an, welche Ladungsmenge dQ in der Zeit dt durch den Querschnitt eines Leiters gelangt. Indem Ladungen eine Spannung überwinden, wird elektrische Energie (E) frei. In der Regel verhält sich der Strom proportional zur Spannung. Der Proportionalitätsfaktor heißt Leitwert des Leiters, sein Kehrwert ist der Widerstand (R). Die pro Zeiteinheit umgesetzte Energie wird als Leistung (P) bezeichnet (vgl. Gleichungen 2.2 bis 2.3)¹³.

¹²Vgl. Erdmann/ Zweifel (2008), S. 7 und Noack (2003), S. 15.

¹³Vgl. Gerthsen/ Vogel (1997), S. 317-321.

$$E = UI t \quad (2.1)$$

$$U = RI \quad (2.2)$$

$$P = UI \quad (2.3)$$

In den Generatoren der Kraftwerke wird *Wechselstrom* erzeugt. Hier wird kinetische in elektrische Energie gewandelt, indem z.B. durch herabfließendes Wasser oder Dampf eine Spule in einem Magnetfeld gedreht wird. Dabei führt die *Lorenzkraft* zu einer gerichteten Bewegung der Elektronen und eine Spannung wird induziert¹⁴. Werden drei getrennte, um 1/3 Periode (120°) versetzte Spulen eingesetzt, spricht man von *Drehstromsystemen*, sie sind das heute weltweit dominierende System für Netze der öffentlichen Stromversorgung¹⁵. Die Netzfrequenz wird über die Umdrehungen pro Minute bestimmt und ist in Deutschland auf 50 Hz normiert.

Da Strom und Spannung in einem Wechselstromsystem phasenverschoben sind, ergibt sich der in Abbildung 2.1 dargestellte Verlauf für die Augenblicksleistung. Demgemäß setzt sich die gesamte Leistung (auch Scheinleistung, P_s) aus Wirkleistung (P_w) und Blindleistung (P_b) zusammen (Vgl. Gleichungen 2.4 bis 2.6). Der Winkel ϕ gibt die Phasenverschiebung zwischen Wirkstrom und Blindstrom bzw. zwischen Wirkleistung und Scheinleistung an. Der Quotient aus Wirkleistung und Scheinleistung wird auch Leistungsfaktor genannt. Bestreben der Energieversorger ist es, den Blindstromanteil zu minimieren. Kleinabnehmer zahlen nur für die verbrauchte Wirkenergie, größere Abnehmer zahlen auch einen Anteil Blindstromkompensation.

$$P_w = UI \sin \phi \quad (2.4)$$

$$P_b = UI \cos \phi \quad (2.5)$$

$$P_s = UI = \sqrt{P_w + P_b} \quad (2.6)$$

$$\cos \phi = P_w / P_s \quad (2.7)$$

Physikalisch gesehen fließt Strom in einem elektrischen Netz automatisch von den Generatoren zu den Entnahmepunkten (Lastsenken) im Netz. Es ist aus technischer Sicht unmöglich, einem Verbraucher ein bestimmtes Kraftwerk zuzuordnen¹⁶. So kann das Netz anschaulich

¹⁴Vgl. Ebd., S. 398.

¹⁵Vgl. Ebd., S. 409.

¹⁶Vgl. Pfaffenberger/ Hensing/ Ströbele (1998), S. 111.

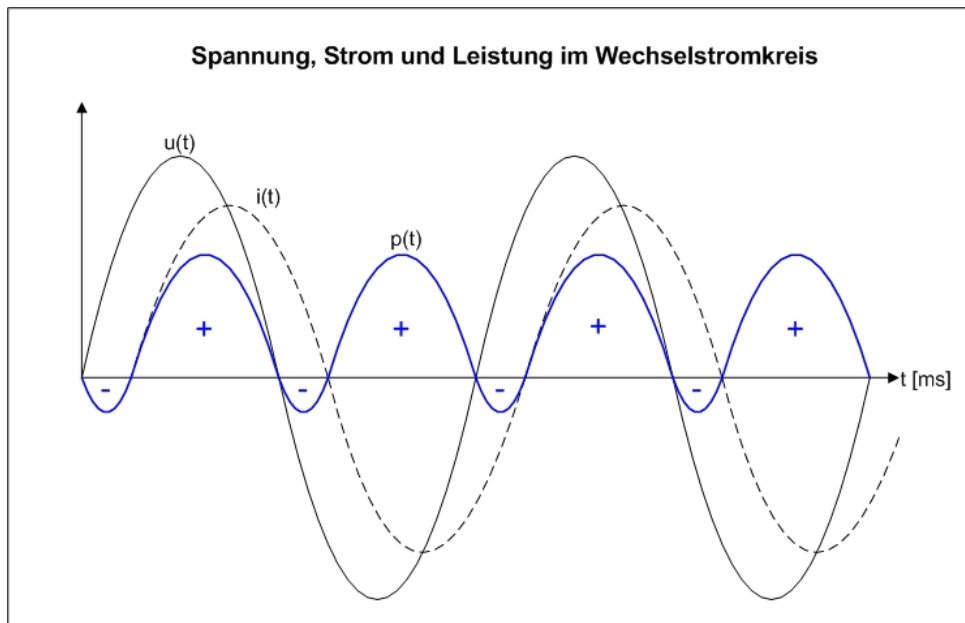


Abbildung 2.1.: Verlauf der Leistung im Wechselstromkreis, Quelle: Noack (2003), S. 35

als große Kupferplatte visualisiert werden, an welcher Kraftwerke und Verbraucher angeschlossen sind. Der Strom wird im Versorgungssystem den kürzesten Weg wählen. Ein weiteres Charakteristikum ist, dass beim Transport elektrischer Energie immer *Joule'sche Verluste* (P_v) entstehen, da aufgrund des Widerstandes der Leiter elektrische Energie in Wärmeenergie gewandelt und an die Umgebung abgegeben wird. Diese Verluste sind dem Quadrat des Stroms proportional¹⁷:

$$P_v = RI^2 \quad (2.8)$$

Um den Verlustanteil zu minimieren, werden größere Entfernungen auf höheren Spannungsebenen mit geringeren Strömen überbrückt. So erfolgt der Transport elektrischer Energie in Höchst-, Hoch-, Mittel-, und Niederspannungsnetzen. Letztere drei Spannungsebenen werden den *Verteilnetzbetreibern* (VNB) zugeschrieben, während Höchstspannungsnetze den *Übertragungsnetzbetreibern* (ÜNB) zuzuordnen sind. Tabelle 2.1 führt die in Deutschland vornehmlich genutzten Spannungen auf und Abbildung 2.1 zeigt die prinzipielle Struktur der Netze. Großkraftwerke speisen in das Übertragungsnetz ein, das fast ausschließlich Transportaufgaben hat - nur in Sonderfällen sind große Industriebetriebe angeschlossen. Regionale und große städtische Verteilnetze, in welche kleinere Kraftwerke einspeisen, werden mit Hochspannung und Mittelspannung betrieben. Stadtwerke und größere Industriebetriebe sind am Hoch- und Mittelspannungsnetz angeschlossen. Aus dem Mittelspannungsnetz

¹⁷Vgl. Noack (2003), S. 53.

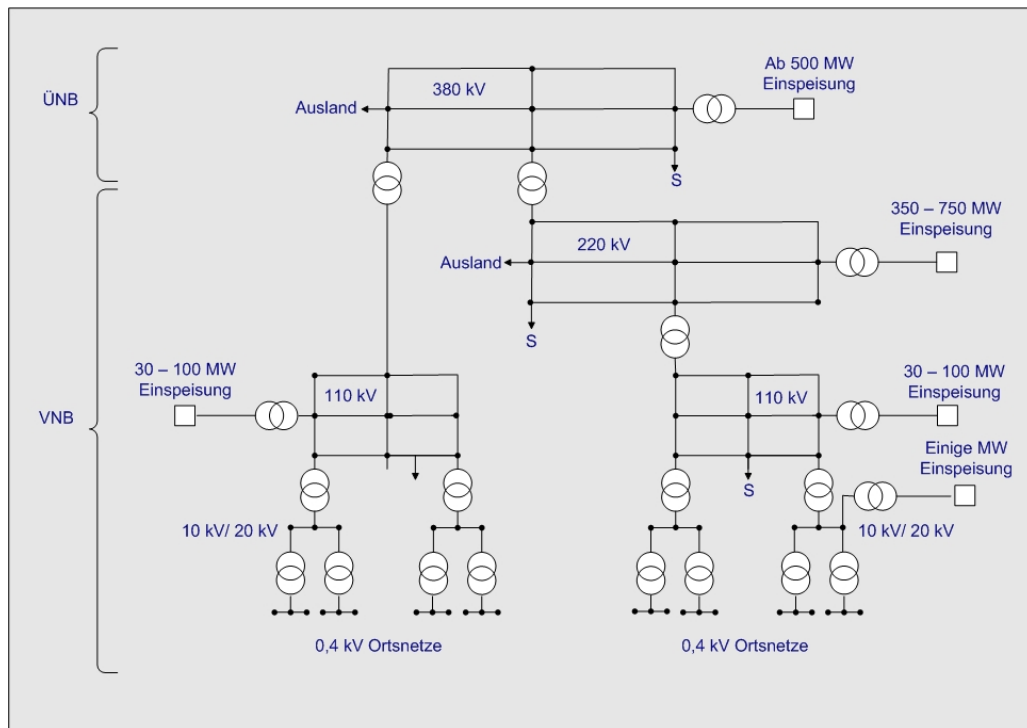


Abbildung 2.2.: Struktur der Energieversorgung in Deutschland, Quelle: Noack (2003), S. 174

wird der Strom schließlich in das Niederspannungsnetz transformiert, an dem Haushalte, kleinere Gewerbe und die Landwirtschaft angeschlossen sind.

Spannungsebene	Nennspannung	Anwendung
Höchstspannung (HÖS)	380 kV / 220 kV	Übertragungsnetz
Hochspannung (HOS)	110 kV	Verteilnetz
Mittelspannung (MS)	20 kV / 10 kV	Verteilnetz
Niederspannung (NS)	0,4 kV	Verteilnetz

Tabelle 2.1.: Spannungsebenen, Quelle: Heuck/ Dettmann (2005), S. 53 sowie Flosdorff/ Hilgarth (2005), S. 2

Da elektrische Energie praktisch *nicht speicherbar* ist, müssen Angebot und Nachfrage in jedem Zeitpunkt übereinstimmen. Die Haltung einer konstanten Frequenz und einer gleichmäßigen Spannung ist eine wichtige Aufgabe der ÜNB. Die deutschen ÜNB sind in einem nationalen Verbundnetz zusammengeschlossen und in das UCTE-Netz (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) integriert¹⁸.

¹⁸Vgl. Erdmann/ Zweifel (2008), S. 290/296.

Warum ist die Frequenzhaltung so bedeutend? Im Generator wird Energie erzeugt, indem eine Spule in einem Magnetfeld gedreht wird. Dabei wirken auch Kräfte auf die bewegte Leiterschleife: sie muss ständig beschleunigt werden. Die Beschleunigungsleistung wird von der Turbine erbracht¹⁹. Im Gleichgewicht entspricht das durch die Turbine erzeugte Drehmoment dem vom Generator erbrachten „Gegendrehmoment“. Da elektrische Energie nicht speicherbar ist, muss im Gleichgewicht die Erzeugung zu jedem Zeitpunkt dem Verbrauch bzw. der Last entsprechen. Ist die Abnahme höher als die Erzeugung, übersteigt das Gegendrehmoment das erzeugte Drehmoment — der Generator wird gebremst und die Frequenz sinkt. Umgekehrt verhält es sich, wenn weniger Energie abgenommen als erzeugt wird. Weicht die Drehzahl um mehr als -2,5 Hz bzw. + 1,5 Hz von der Normfrequenz ab, drohen Schäden an den rotierenden Maschinen und betroffene Kraftwerke müssen vom Netz genommen werden. Je mehr Kraftwerke betroffen sind, desto stärker geraten Erzeugung und Verbrauch aus dem Gleichgewicht. Wenn nicht gegengesteuert wird, bricht das Netz zusammen²⁰. Deshalb kommt bei Störungen ein 5-Stufenplan zum Tragen und es wird sukzessive Last abgeworfen²¹.

2.2. Determinanten der Versorgungszuverlässigkeit

Der deutsche Gesetzgeber hat in § 19 ARegV die Netzzuverlässigkeit (auch Versorgungsqualität) definiert als „Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren“. Die Definition entspricht dem Verständnis des CEER (Council of European Energy Regulators), der diese im dritten Benchmarkingreport in drei Teilgebiete untergliedert und zusätzlich die kommerzielle Qualität anführt²²:

1. Kontinuität der Versorgung, gekennzeichnet durch die Anzahl an Unterbrechungen und ihre Dauer;
2. Spannungsqualität, charakterisiert durch die Höhe, Wellenform und Symmetrie der Phasen;
3. Kommerzielle Qualität der Versorgung bezogen auf die vom Netzbetreiber angebotenen Services und auf die Kommunikation mit den Kunden.

Die Spannungsqualität und die Kontinuität der Versorgung werden primär durch den Zustand der Netze und durch das Störungsmanagement bestimmt. Die Kontinuität soll zukünftig mittels einer Qualitätsregulierung in das deutsche Anreizregulierungssystem integriert werden. Zu ihrer Erfassung gibt es mehrere Möglichkeiten, international verbreitet sind die

²²Vgl. CEER (2005), S. 3, 67 und 95.

in Tabelle 2.2 aufgeführten so genannten *DISQUAL* Kenngrößen. Für das deutsche System wird die Verwendung von T_u (Unterbrechungsdauer), H_u (Unterbrechungshäufigkeit) und Q_u (Nichtverfügbarkeit) intensiv diskutiert, deshalb fokussieren sich folgende Ausführungen auf diese Größen. Zusätzlich zur Charakterisierung von Versorgungsunterbrechungen anhand ihrer Häufigkeit und Dauer ist eine Unterscheidung in geplante und ungeplante sowie in beeinflussbare und nicht beeinflussbare Unterbrechungen möglich. Instandhaltungsmaßnahmen oder der Austausch von Betriebsmitteln sind i.d.R. Anlass für geplante Störungen. Ungeplante oder stochastische Störungen können eine Reihe verschiedener Ursachen haben, wie z.B.:

- Atmosphärische Einwirkungen, z.B. Gewitter, Sturm, Kälte, Hitze;
- Fremde Einwirkung, z.B. durch Erd- und Baggararbeiten, Tiere, Bäume;
- Betätigung von Schalteinrichtungen;
- Fehlbedienung;
- Überlastung;
- Rückwirkungen aus dem eigenen Netz, aus fremden Netzen oder aus dem Kraftwerk.

Die meisten Störungen in Deutschland sind auf keinen erkennbaren Anlass zurückführbar, solche Fehler sind i.d.R. auf eine Minderung der elektrischen Eigenschaften zurückzuführen²³. Fremde Einwirkung und atmosphärische Einwirkung sind die zweit- und drittwichtigste Ursache²⁴. Je nach Anlass ist die Störung vom Netzbetreiber beeinflussbar (z.B. Fehlbedienung) oder nicht beeinflussbar (z.B. Rückwirkung aus fremden Netzen).

Kenngröße	Einheit	DISQUAL
Ø Unterbrechungshäufigkeit (H_u)	1/a	System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)
Ø Unterbrechungsdauer (T_u)	min	Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)
Ø Nichtverfügbarkeit (Q_u)	min/a	System Average Interruption Duration Index (SAIDI)
Höhe nicht gedeckter Last	MW	Volume of Lost Load (VOLL)
Höhe nicht gelieferter Energie	MWh	Energy not Supplied (ENS)

Tabelle 2.2.: DISQUAL-Kenngrößen, Quelle: VDN (2006), S. 9

Unterbrechungsdauer und -häufigkeit unterscheiden sich grundsätzlich in ihren Determinanten und in ihrer Beeinflussbarkeit. Eine Verkürzung der Unterbrechungsdauer kann bereits kurz- bis mittelfristig über organisatorische Maßnahmen und durch eine Verstärkung der

²³Vgl. Steinbrich et al. (2006), S. 40.

²⁴Vgl. VDN (2005).

Automatisierung erzielt werden²⁵. Die Unterbrechungshäufigkeit lässt sich nur mittel- bis langfristig verbessern, da hierfür meist grundlegende Veränderungen der Netzstruktur oder der Betriebsmitteldimensionierung nötig sind, denn sie ist Resultante der Grundsatzplanung und der anschließenden fortwährenden Anpassung an sich ändernde Rahmenbedingungen. Darüber hinaus hängt sie vom Zustand der Betriebsmittel ab. Letzterer wird vor allem durch die eingesetzten Werkstoffe und das Alter der Anlagen bestimmt. Aufgrund des typischen Investitionszyklus mit hohen Investitionen in die Verteilnetze in den 1950er bis 1970er Jahre erreicht heute eine zunehmende Anzahl an Betriebsmitteln ihre prognostizierte Lebensdauer.

Ausschlaggebend für die Wahl eines technischen Gesamtkonzepts waren insbesondere Prognosen bezüglich der Elektrizitätsnachfrage, die Bedürfnisse der Stakeholder (z.B. Industriekunden, Bundesländer und Kommunen) sowie die Systemumwelt. Der erste Punkt, die (prognostizierte) Elektrizitätsnachfrage, hat einen wesentlichen Einfluss auf die Auslegung der Netze. Eine Besonderheit elektrischer Netze ist, dass aufgrund der faktischen Nicht-Speicherbarkeit von Strom die Anlagen für die Spitzenlast P_{max} ausgelegt werden müssen, auch wenn diese nur sehr kurzzeitig auftritt²⁶. Weichen die Lastprognosen der Netzplanung vom Verbrauch ab, der sich tatsächlich im Lauf der Zeit eingestellt hat, können die Netze nur relativ langsam an die veränderten Rahmenbedingungen angepasst werden.

Den Bedürfnissen der Stakeholder an die Versorgungssicherheit kann zum Beispiel mit der Leitungsführung (Netzstruktur) begegnet werden. Die typischen, in Abbildung 2.3 dargestellten Netzstrukturen sind:

- Das Strahlennetz;
- Das Ringnetz;
- Das mehrfach gespeiste Maschennetz.

Das Strahlennetz setzt sich aus einer Vielzahl einseitig gespeister Leitungen zusammen. Es hat den Nachteil, dass beim Ausfall der Einspeisung oder bei einem Fehler in der Leitung alle nachliegenden Abnehmer nicht versorgt werden können. Hier kann nur durch den Einsatz mobiler Notstromversorgung verhindert werden, dass ein Fehler zum Ausfall der Versorgung führt. Die Ringleitung ist eine besondere Form der zweiseitig gespeisten Leitung. Sie bietet eine größere Sicherheit der Stromversorgung: Tritt ein Schaden auf, so kann das fehlerhafte Leitungstück herausgetrennt und die verbleibende Leitungsstrecke einseitig gespeist werden. Vermaschte Netze bieten die höchste Versorgungszuverlässigkeit, stellen aber auch

²⁵Vgl. Tao (2007a), S. 15.

²⁶Gleiches gilt für die Kraftwerkskapazitäten.

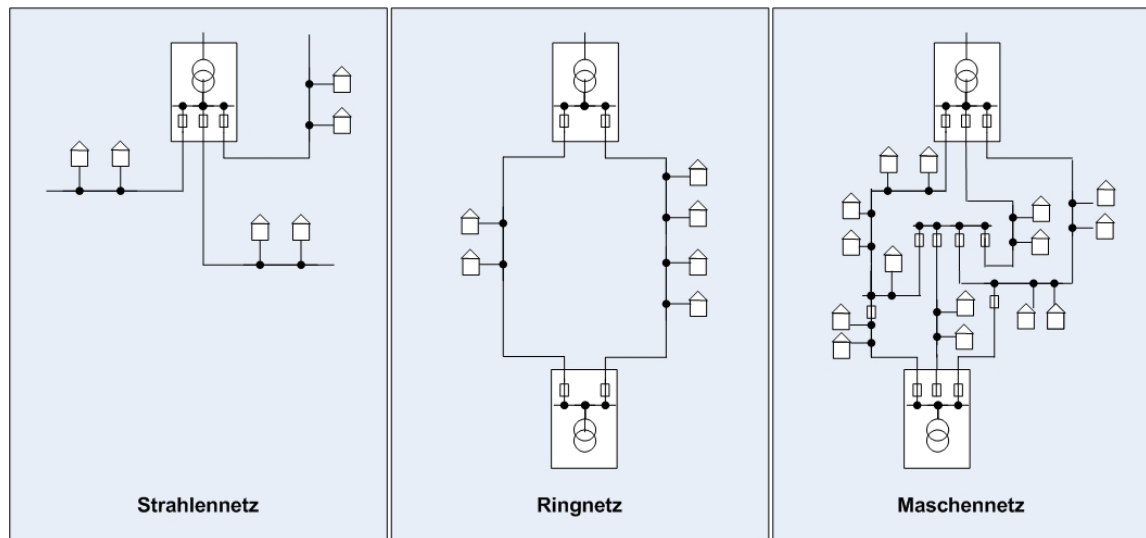


Abbildung 2.3.: Typische Netzstrukturen, eigene Darstellung

die höchsten Anforderungen an den Netzschutz und sind mit den höchsten Kosten verbunden²⁷. Es sei anzumerken, dass die Struktur der Verteilnetze historisch gewachsen und entsprechend heterogen ist; eine Netzstruktur in Reinform ist demnach selten zu finden. Die historisch gewachsene Netzstruktur beeinflusst Kosten und Versorgungsqualität, z.B. kann in einem stärker vermaschten Netz per se eine geringere Ausfallhäufigkeit erreicht werden. Eine Veränderung der Netzstruktur und eine großflächige Anpassung der Qualität ist für bestehende Netze nur langfristig möglich. Eine Differenzierung der Versorgungssicherheit innerhalb eines Gebietes ist jedoch möglich, indem z.B. für sensible Verbraucher doppelte Leitungen gelegt werden.

Ein interessantes Beispiel für den letzten Punkt - die Systemumwelt - ist die historische Insellage West-Berlins, die im Vergleich zu anderen Großstädten andere Konzepte erforderlich machte. Nach der Wiedervereinigung stellte sich dann die Herausforderung, zwei unterschiedliche Konzepte innerhalb einer Stadt zu integrieren. Weitere Einflussfaktoren sind beispielsweise Flüsse, Untergrundbeschaffenheit oder die bestehende Infrastruktur.

Insgesamt kann geschlussfolgert werden, dass Änderungen der Unterbrechungshäufigkeit nur durch Investitionen in die Netzsubstanz leistbar sind. Dabei stellen sich sowohl Verbesserungen als auch Verschlechterungen der Unterbrechungshäufigkeit nach Investitionsentscheidungen nur zeitverzögert ein, das heißt Kosten und Nutzen der Maßnahmen fallen zeitlich auseinander²⁸. Diese Trägheit lässt sich als *Hysterese* im Kosten-Nutzen-Diagramm wie in Abbildung 2.4 veranschaulichen. Sie ist technisch z.B. darauf zurückzuführen, dass

²⁷Vgl. Flohdsdorff/ Hilgarth (2005), S. 3-4 und Noack (2003), S. 175-176.

²⁸Vgl. Ajodhia (2005), S. 97.

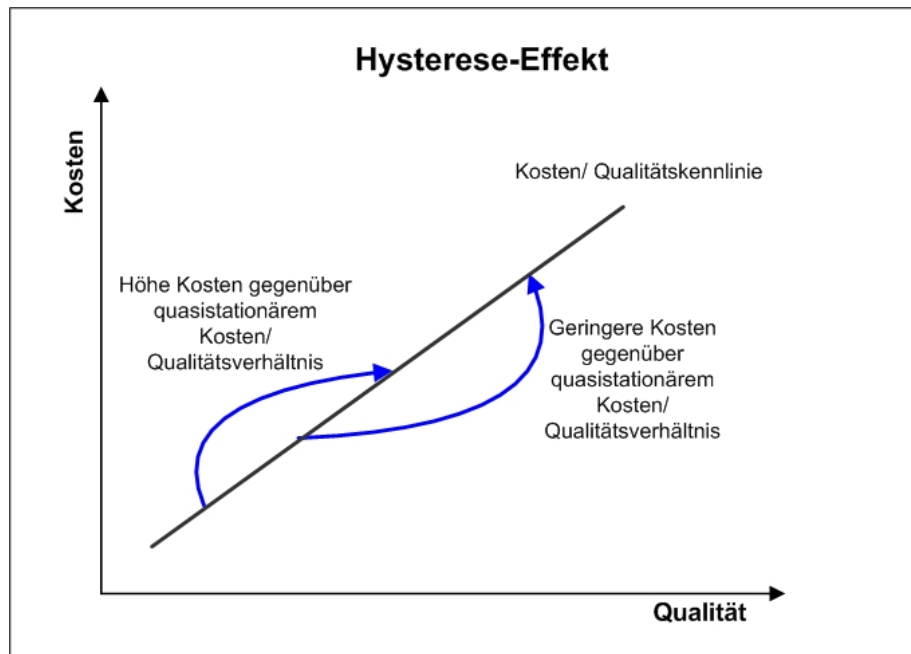


Abbildung 2.4.: Kosten-Nutzen Diagramm Qualität, Quelle: E-Bridge Consulting (2006), S. 8

mit dem Erreichen der prognostizierten Lebensdauer die Ausfallwahrscheinlichkeit aufgrund des Alterungsprozesses der Betriebsmittel steigt. Dabei kumulieren sich die Effekte von Einzelmaßnahmen im Zeitverlauf zu einer messbaren Veränderung der Kennziffer Ausfallhäufigkeit des Gesamtnetzes.

2.3. Weitere technische Besonderheiten des Verteilnetzbetriebs

Die (technischen) Anforderungen an den Verteilnetzbetrieb werden von der Nachfragestruktur und der Erzeugungsstruktur beeinflusst. Beispiel für den Einfluss der Nachfragestruktur ist die Dimensionierung der Betriebsmittel gemäß der Spitzenlast. Zwar war die Erzeugungsstruktur bisher eher statisch, aber es kann vermutet werden, dass im Zuge der Klimadiskussion auch die Struktur des Kraftwerksparks an Dynamik gewinnt. Vorhersagen über das Energiesystem der Zukunft sind äußerst schwierig, denn der Grad des Wandlungsprozesses ist mit großen Unsicherheiten behaftet. Allerdings werden der dezentralen Energieeinspeisung erhebliche Zuwächse zugetraut²⁹. Dies führt möglicherweise zu einer stärker fluktuierenden und dezentralen Einspeisung. Folglich könnten technische Innovationen und

²⁹Vgl. Steger et al. (2008), S. 34.

Weiterentwicklungen in der Zukunft eine wichtigere Rolle spielen als bisher³⁰. Dieser Trend wird u.a. in der Kurzexpertise des Wuppertaler Instituts für Klimaforschung für die Monopolkommission von 2002 gesehen, das umfangreichen Forschungsbedarf zu der (künftigen) Rolle der relevanten Akteursgruppen bei einer steigenden Komplexität des Stromnetzbetriebs konstatiert³¹:

„Die weitere Entwicklung und Förderung der dezentralen Energietechnologien erfordert neue und zukunftsfähige Netzkonzepte. Es ist aber unklar, in welcher Form die anfallenden Kosten für Netzverstärkung, -ausbau und -entwicklung auf die Nutzer umgelegt werden. Die Sicherung der Funktionsfähigkeit der Infrastrukturleistung der Stromnetze stellt eine originäre Leistung der Netzbetreiber dar, deren Kosten diskriminierungsfrei von allen Kunden und Netznutzern getragen werden sollten. Auch hierfür sind entsprechende energiepolitische und rechtliche Rahmenbedingungen auf europäischer und nationaler Ebene zu schaffen.“³²

In diesem Zusammenhang werden bereits heute „intelligente“ Netze intensiv diskutiert, die durch den verstärkten Einsatz von Informationstechnologien sowohl die Last der Verbraucher als auch die Leistung dezentraler und zentraler Kraftwerke in sog. *virtuellen Kraftwerken* aufeinander abstimmen³³. Darüber hinaus stellt die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen für die historisch gewachsenen Verteilnetze eine Herausforderung dar. So können sich an den Netzknoten in der Nähe der einspeisenden Erzeugungsanlage Spannungshöhen ergeben und die Stromflüsse können sich umkehren³⁴, weshalb die Anforderungen an die Schutztechnik steigen. Auf längere Sicht wird ein wachsender Trend dezentraler Einspeisung einen Netzausbau und eine stärker vernetzte Topologie erforderlich machen³⁵. Offen ist zudem die Entwicklungen im Bereich der Elektromobilität.

Schließlich ist die lange betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer wesentlicher Betriebsmittel zu nennen³⁶. Zudem besitzen Investitionen im Netzbereich in weiten Teilen die Eigenschaft der Irreversibilität. Hieraus folgen zwei typische Merkmale: Zum Einen kann das Netz nur verhältnismäßig träge auf veränderte Anforderungen reagieren und es kann mittelfristig über- oder unterdimensioniert erscheinen. Zum Anderen können sog. „versunkene Kosten“ (*sunk costs*) entstehen, zum Beispiel wenn die Spitzenlast in einem Gebiet sinkt.

³⁰Vgl. Remschmidt et al. (2007), S. 56/59 sowie EurEnDel (2004).

³¹Vgl. Wuppertaler Institut für Klimaforschung (2002), S. 8 und S. 37.

³²Ebd., S. 6.

³³Vgl. European Commission (2006).

³⁴Vgl. Schiebelsberger/ Zimmermann (2003), S. 142-144.

³⁵Vgl. Steger et al. (2008), S. 34.

³⁶Einen Anhaltspunkt bietet Anlage 1 der StromNEV „Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer“.

2.4. Relevanz technischer Netzspezifika für die Regulierung

Aus den beschriebenen technischen Zusammenhängen können eine Reihe von Folgerungen getroffen werden, die für die Regulierung elektrischer Netze von Relevanz sind:

1. Die angebotene Versorgungszuverlässigkeit in einem Gebiet ist i.d.R. nur sehr beschränkt differenzierbar.
2. Die Optimierung von Kosten und Qualität bildet i.d.R. einen Zielkonflikt.
3. Die Versorgungszuverlässigkeit (insb. die Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen) wird unter anderem von der historisch gewachsenen Netzstruktur determiniert, was die Beeinflussbarkeit beeinträchtigt.
4. Die tatsächliche Nutzungsdauer wesentlicher Betriebsmittel übertrifft in vielen Fällen die buchhalterische Nutzungsdauer.
5. Investitionsbedingte Änderungen der Versorgungszuverlässigkeit erfolgen nur zeitverzögert (*Hysteresis-Effekt*), daraus folgen ein Auseinanderfallen von Kosten und Nutzen dieser Maßnahmen und eine erhöhte Informationsasymmetrie zwischen Unternehmen und Regulierer.
6. Aufgrund der faktischen Nicht-Speicherbarkeit von Strom müssen die Betriebsmittel elektrischer Netze für den Spitzenbedarf ausgelegt werden.
7. Die technischen Anforderungen des Elektrizitätsnetzes werden von der Nachfrage- und von der Erzeugungsstruktur beeinflusst. Die Effizienz zukunftsgerichteter Entscheidungen ist umso schwerer aufgrund historischer Daten zu bewerten, je dynamischer das Umfeld wird.
8. Aufgrund der langen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer können Netze nur mittel- bis langfristig auf veränderte Rahmenbedingungen reagieren. Da Investitionen im Netzbereich oft irreversibel sind, besteht die Gefahr, dass Kosten versinken.

3. Wirtschaftliche Grundlagen der Elektrizitätswirtschaft

Die Ausführungen des letzten Kapitels zeigten, dass Strom technisch betrachtet ein homogenes Gut ist. Aus wirtschaftlicher Perspektive ist dies jedoch keinesfalls so, die Marktpreise für Elektrizität können zeitlich und örtlich sehr unterschiedlich sein³⁷. Auch die technische Struktur der Stromversorgung, welche unter anderem dadurch gekennzeichnet ist, dass einem Verbraucher kein bestimmtes Kraftwerk zugeordnet werden kann, darf nicht mit der wirtschaftlichen Struktur gleichgesetzt werden. Hier muss explizit zwischen Verteilung im physikalischen Sinne und (Groß-) Handel sowie Vertrieb im wirtschaftlichen Sinne unterschieden werden³⁸. Zudem weist elektrische Energie eine Reihe weiterer, wirtschaftlich relevanter Eigenschaften auf:

- Sie ist ein sog. *essenzielles Gut*, denn wirtschaftliche Aktivität ist in den allermeisten Branchen nur mit elektrischer Energie möglich und sie dient z.T. zur Deckung von Grundbedürfnissen;
- Elektrische Energie lässt sich in vielen Anwendungen schlecht substituieren, dies gilt insbesondere für die Informations- und Kommunikationstechnologie sowie für Anwendungen der Lasertechnologie³⁹.

Die genannten Aspekte führen auf die wesentlichen Ziele des Gesetzgebers, die sich in § 1 des EnWG manifestieren:

„Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas.“⁴⁰

³⁷Vgl. Erdmann/ Zweifel (2008), S. 293.

³⁸Vgl. Pfaffenberger/ Hensing/ Ströbele (1998), S. 111/112.

³⁹Vgl. Erdmann/ Zweifel (2008), S. 7 und S. 293 sowie Pfaffenberger/ Hensing/ Ströbele (1998), S. 113.

⁴⁰EnWG §1, Satz 1.

Dabei sind die Stufen der Übertragung und Verteilung nach der Liberalisierung als Teil einer disaggregierten Wertschöpfungskette zu betrachten, die als monopolistische Bereiche den Wettbewerb weder auf der Erzeugungsebene noch im Stromvertrieb behindern dürfen (Vgl. Abb. 3.1). So spielen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber eine Schlüsselrolle bei der Erfüllung der Transaktionen auf dem Energiemarkt. Im deutschen Markt waren 2008 vier Übertragungsnetzbetreiber und 883 Verteilnetzbetreiber aktiv⁴¹. Die angrenzenden Wertschöpfungsstufen werden folgend kurz charakterisiert.

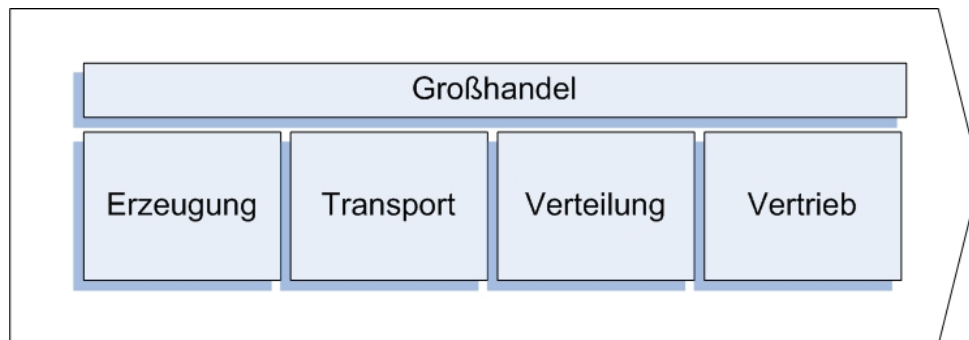


Abbildung 3.1.: Wertschöpfungsstufen der Elektrizitätswirtschaft nach der Liberalisierung

3.1. Die Wertschöpfungsstufen nach der Liberalisierung

Auf der **Erzeugungsebene** wurden 2007 in Deutschland 540,2 TWh Strom produziert und weitere 30,4 TWh importiert⁴². Zum Einsatz kommen verschiedene Kraftwerkstypen je nach Höhe der Nachfrage. Die Grundlast wird von so genannten Grundlastkraftwerken mit relativ geringen Grenzkosten gedeckt, dies sind überwiegend Braunkohle-, Windenergie-, Kernenergie- und Laufwasserkraftwerke. In der Mittellast werden vorwiegend Steinkohle- sowie Gas- und Dampf (GuD)-Kraftwerke betrieben, die übrigen Kraftwerke mit relativ hohen Grenzkosten fallen in die Spitzenlast (man spricht in diesem Zusammenhang von der „*Merit-Order*“ der Kraftwerke)⁴³. Abbildung 3.2 veranschaulicht die resultierende zeitliche Preisdifferenzierung (auch *Real-Time Pricing* oder *Time of Use Tarif*), sie kommt bei Kunden mit Lastgangmessung (sog. Sondervertragskunden) und bei den Anbietern von Regenergie zum Tragen. An der Strombörse spricht man in diesem Zusammenhang von *Peak-Preisen* und von *Off-Peak-Preisen*. Aufgrund der geringen Preiselastizität der Nachfrage können *Peak-* und *Off-Peak-Preise* sehr stark voneinander abweichen⁴⁴. Obwohl unter

⁴¹Erhebung des BDEW, genannt auf Anfrage.

⁴²Vgl. BMWI (2009), <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken,did=180890.html>.

⁴³Vgl. Erdmann/ Zweifel (2008), S. 303-305 sowie Angenendt et al. (2008), S. 8.

⁴⁴Vgl. Erdmann/ Zweifel (2008), S. 295 sowie 305/306.

den Kraftwerken nach der Liberalisierung Wettbewerb prinzipiell möglich wurde, konnte bis 2005 eher eine Konsolidierung des Marktes beobachtet werden⁴⁵.

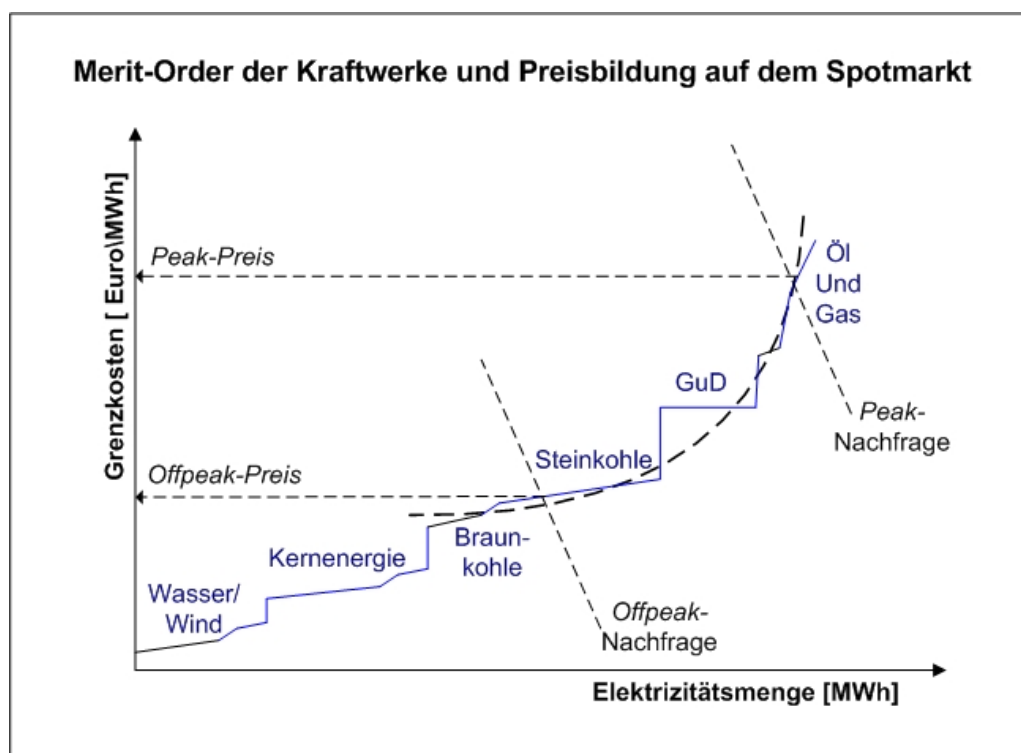


Abbildung 3.2.: Merit-Order und Preisbildung, Quelle: Erdmann/ Zweifel (2008), S. 304

Im **Stromvertrieb** bzw. Einzelhandelsbereich schließen Stromanbieter und Kunden Lieferverträge ab und stehen so in einer wirtschaftlichen Beziehung. Das Bundeskartellamt unterscheidet zwei eigenständige Märkte: die Belieferung leistungsgemessener und die Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden, auch als Strom-Großkundenmarkt und Strom-Kleinkundenmarkt bezeichnet. Die Unterscheidung beruht darauf, dass leistungsgemessene Letztverbraucher aufgrund des dokumentierten Lastgangs und höheren Stromverbrauchs eine bessere Verhandlungsposition gegenüber Stromanbietern besitzen und gleichzeitig eine höhere Wechselbereitschaft zeigen als Kleinkunden. Insbesondere fragen Großkunden sowohl auf institutionalisierten Handelsplätzen als auch bilateral nach⁴⁶. Ein Blick auf die Anbieterstruktur zeigt, dass die neuen Chancen im Endkundensegment nach der Liberalisierung in Deutschland zunächst von ca. 100 Akteuren wahrgenommen wurden. Allerdings schied von 2000-2005 eine Reihe von Unternehmen aus dem Markt aus oder wurde von größeren Anbietern übernommen. Bis 2007 hatte sich die Zahl unabhängiger, bundesweit agierender Anbieter auf zehn reduziert⁴⁷.

⁴⁵Vgl. Angenendt et al. (2008), S. 16 sowie 18/19.

⁴⁶Vgl. Monitoring Bericht (2007), S. 72/73.

⁴⁷Vgl. Angenendt et al. (2008), S. 32-35.

Der **Großhandel** erfüllt überwiegend eine intermediäre Aufgabe, welche sich hauptsächlich aus den Eigenschaften der Nicht-Speicherbarkeit und der physikalischen Homogenität elektrischer Energie ergibt. Hier treffen große Kraftwerksgesellschaften (Verkäufer/ *Long-Positionen*) und industrielle Großverbraucher sowie Verteilunternehmen und Retailer (Käufer/ *Short-Positionen*) aufeinander und der produzierte Strom wird an die Endkunden verteilt. Der Handel erfolgt zum einen über bilaterale Verträge zwischen Stromanbietern und -nachfragern. Zum anderen werden standardisierte Stromkontrakte über Plattformen wie die Leipziger Strombörse EEX (*European Energy Exchange*) und außer-börslich, d.h. Over the Counter (OTC) gehandelt⁴⁸. Die Strombörse leistet einen wichtigen Beitrag zur Transparenz des Marktes (Informationsfunktion), die sich auch auf den OTC-Markt und dessen Teilnehmer auswirkt. Zudem ist eine Absicherung gegen sinkende oder steigende Preise ein wichtiges Ziel des Terminmarktes, auf dem Produkte mit Fälligkeit in weiter Zukunft gehandelt werden⁴⁹. Diese Transaktionen sind i.d.R. nicht auf die Erfüllung des physischen Geschäfts ausgerichtet⁵⁰. Am Terminmarkt wurden im Jahre 2006 ohne OTC-Clearing nach Angaben der EEX 386,77 TWh gehandelt; das Volumen des OTC-Clearings an der EEX⁵¹ betrug 399,68 TWh⁵². Am Spotmarkt, auch *Day-ahead-Markt*, werden die noch nicht über langfristige Verträge verkaufte Energie und verfügbare ausländische Kapazitäten angeboten und Stromlieferungen für einzelne Stunden oder Stundenblöcke des folgenden Tages gehandelt. Während im OTC Handel ständig Transaktionen stattfinden, hat sich an den Strombörsen der Auktionshandel durchgesetzt: Nach Handelsschluss werden alle Gebote zu einer Angebots- und Nachfragekurve aggregiert und der Preis im Schnittpunkt dieser Kurven ermittelt, der sog. *Market Clearing Price* (MCP). Erfolgt das Stromangebot entsprechend der jeweiligen Grenzkosten, bildet die Angebotskurve die *Merit Order* ab⁵³. 2006 betrug das Handelsvolumen im *Day-ahead-Spotmarkt* der EEX für das Marktgebiet Deutschland/ Österreich 88,46 TWh.

Während die Stufen der Erzeugung und des Vertriebs im Rahmen der Liberalisierung dereguliert wurden mit dem Ziel, Gebietsmonopole durch Wettbewerb zu ersetzen, wurde der Bereich des Verteilnetzbetriebs re-reguliert. Die ökonomischen Grundlagen für die Regulierung der Verteilnetzbranche nach der Liberalisierung sind Gegenstand des folgenden Kapitels.

⁴⁸Vgl. Erdmann/ Zweifel (2008), S. 312-313 sowie Monitoring Bericht (2007), S. 69.

⁴⁹Wichtige Produkte sind Futures und Forwards sowie Optionen. Futures (Börse) und Forwards (OTC-Markt) sind Terminverträge mit der Verpflichtung, eine fest vereinbarte Menge Strom zu einem im Voraus festgelegten Preis zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft zu kaufen oder zu verkaufen. Optionen beinhalten das Recht - nicht die Verpflichtung - zum Kauf oder Verkauf.

⁵⁰Vgl. Görs/ Rein/ Reuter (2000), S. 195-198.

⁵¹Nur Phelix Futures, German Power Futures und Optionen auf Phelix Futures.

⁵²Vgl. Monitoring Bericht (2007), S. 70.

⁵³Vgl. Erdmann/ Zweifel (2008), S. 304-305.

3.2. Relevanz wirtschaftlicher Netzspezifika für die Regulierung

1. Die Regulierung elektrischer Netze muss aufgrund der wirtschaftlichen Bedeutung des Produktes Strom sowohl eine in Bezug auf die Kosten effiziente als auch eine in Bezug auf die Versorgungsqualität sichere Betriebsführung zum Ziel haben.
2. Die Ziele einer kosteneffizienten, umweltfreundlichen und sicheren Energieversorgung spannen einen Zielkonflikt auf, der eine sorgfältige Abwägung des Regulierers erfordert. Dabei wird die Bewertung eines Regulierungssystems nur im Kontext der konkreten Zielspezifikation unter Beachtung der Rahmenbedingungen (z.B. aktuelles Qualitäts- und Kostenniveau, Investitionsbedarf) möglich sein.
3. Die Einordnung des Verteilnetzbetriebs macht deutlich, dass ein diskriminierungsfreier Netzzugang Voraussetzung für Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen ist.
4. Die Branchenstruktur zeigt, dass auf Verteilnetzebene über 800 Unternehmen am Markt tätig sind. Dies ist ein typisches Charakteristikum des deutschen Marktes, in anderen Ländern sind es i.d.R. weniger als 100 Unternehmen. Aufgrund des resultierenden Arbeitsaufwandes sind sehr individuelle Regulierungsinstrumente teilweise ausgeschlossen und gleichzeitig andere Analysen (z.B. im Bereich Benchmarking) möglich.

4. Regulierungstheoretische Grundlagen für den Verteilnetzbetrieb

Nachdem in den vorhergehenden Kapiteln relevante Merkmale elektrischer Verteilnetze zusammengefasst wurden, präsentiert dieses Kapitel die regulierungsökonomischen Grundlagen. In einem ersten Schritt wird der Regulierungsbedarf begründet und Regulierungsziele werden diskutiert. Anschließend werden grundsätzliche Konzepte und wichtige Instrumente der (Anreiz-) Regulierung vorgestellt.

4.1. Begründung des Regulierungsbedarfs für Stromverteilnetze

Die Gründe staatlicher Einflussnahme auf das Wirtschaftsgeschehen sind vielfältig und der Begriff der Regulierung wird in unterschiedlichster Bedeutung gebraucht. Hier wird unter Regulierung das über allgemeine Rahmensetzungen und Vorgaben hinausgehende, staatliche Eingreifen in die Gewerbe- und Vertragsfreiheit einzelner Unternehmen verstanden. Die neoklassische Erklärung führt folgend in die Regulierungstheorie ein, denn die Diskussion in Deutschland findet ihren Ausgangspunkt fast ausschließlich in der walrasischen Mikroökonomik. Demnach wird das Erfordernis einer Regulierung durch das mit einem natürlichen Monopol verbundene Marktversagen begründet⁵⁴. Die Ansätze zeichnen sich durch begriffliche und analytische Exaktheit aus, allerdings basiert das Modell auf einigen sehr restriktiven Annahmen. Erstens wird für die Referenzpunkte (polypolistischer Markt) zugrunde gelegt, dass es keine Markteintrittsbarrieren gibt, weiterhin wird allgemein angenommen, dass die Güter vollkommen homogen sind und es weder Transaktionskosten noch Externalitäten gibt. Zweitens untersucht die neoklassische Theorie statische Gleichgewichte und geht von gegebenen Präferenzen, Güterarten und Technologien aus⁵⁵. Aus diesen Gründen schließt die Theorie *monopolistischer Konkurrenz* an die neoklassischen Erklärungen

⁵⁴Vgl. Diekmann et al. (2006), S. 8.

⁵⁵Vgl. RTR GmbH (2004), S. 99.

an. Die Annahme homogener Produkte und indifferenter Nachfrager wird damit aufgegeben. Bain (1956) sah in Produktdifferenzierungsvorteilen etablierter Anbieter eine wichtige Marktzutrittsschranke. Produktdifferenzierung kann neuen Anbietern den Eintritt aber auch erleichtern. So wurde durch das Konzept *monopolistischer Konkurrenz* der Extremfall des Monopols durch die Annahme relativiert, dass die Marktmacht eines Monopolisten durch das Angebot imperfekter Substitute eingeschränkt werden kann⁵⁶. Der Regulierungsbedarf für Stromverteilnetze wird abschließend unter Berücksichtigung der Potenziale aktiven Wettbewerbs über die Theorie *monopolistischer Bottlenecks*, auch als *essential facilities* bezeichnet, begründet.

4.1.1. Kostenvorteile natürlicher Monopole

Wenn ein Unternehmen der einzige Anbieter eines Gutes auf einem Markt ist und es keine engen Substitute gibt, besitzt es ein Monopol⁵⁷. Wenn zusätzlich die Gesamtnachfrage durch diesen Anbieter kostengünstiger befriedigt werden kann als durch zwei oder mehrere Anbieter, ist es ein natürliches Monopol⁵⁸. Natürliche Monopole sind seit weit über 100 Jahren Gegenstand der ökonomischen Forschung. Laut Sharkey hat John Stuart Mill bereits 1848 den der Definition des natürlichen Monopols zugrunde liegenden ökonomischen Sachverhalt der Kostenersparnis für eine Reihe von Sektoren beschrieben. 1890 konstatierte Alfred Marshall, dass die Wahrscheinlichkeit für die Bildung eines Monopols mit der Kostenfunktion der Unternehmen zusammenhänge, bei abnehmenden Durchschnittskosten läge wahrscheinlich ein Monopol vor⁵⁹. Richard Posner schreibt:

„The term (natural monopoly) does not refer to the actual number of sellers in the market but to the relationship between demand and the technology of supply.”⁶⁰

Eine präzise Definition des natürlichen Monopols existiert trotz dieser langen Historie erst seit Ende der 70er Jahre, laut Borrmann und Finsinger (1999) geht die erste Fassung des Begriffs für den Mehrproduktfall auf Baumol (1977) zurück. Die Definition bezieht sich auf die Subadditivität der Kostenfunktion. Eine Kostenfunktion $C(x)$ heißt subadditiv in x , wenn für alle Vektoren x_i mit $x_1 + (...) + x_m = x$ die folgende Ungleichung gilt⁶¹:

⁵⁶Vgl. Keppler (1994), S. 12/13 sowie Gey (2004), S. 66.

⁵⁷Vgl. Posner (1999), S. 1.

⁵⁸Vgl. Joskow (2005), S. 7-8.

⁵⁹Vgl. Sharkey (1982), S. 12.

⁶⁰Posner (1999), S. 1.

⁶¹Vgl. Borrmann/ Finsinger (1999), S. 102-115.

$$C(x) < C(x_i) + (...) + C(x_m) \quad (4.1)$$

Im Fall der Produktion nur eines homogenen Gutes sind Größenvorteile (*Skalenvorteile*) eine notwendige und hinreichende Bedingung für eine subadditive Kostenfunktion⁶². Im Mehrproduktfall muss es zusätzlich ökonomischer sein, zwei oder mehrere Güter im selben Unternehmen herzustellen (*Verbundvorteile*)⁶³. Das Vorhandensein der technologischen Bedingungen für ein natürliches Monopol führt allerdings nicht notwendigerweise dazu, dass tatsächlich nur ein Unternehmen am Markt tätig ist. Es kann nur die Schlussfolgerung gezogen werden, dass theoretisch ein Unternehmen allein die Nachfrage am kostengünstigsten befriedigen könnte. Weiterhin kann aus der Tatsache, dass ein natürliches Monopol und nur ein Anbieter am Markt vorhanden sind, nicht gefolgert werden, dass dieser Anbieter Monopolgewinne realisiert.

So könnte der Monopolist durch potenzielle Konkurrenten diszipliniert werden. Potenzielle Konkurrenten sind Unternehmen, die aus Sicht der Nachfrager noch kein Substitut anbieten, aber die Möglichkeit haben, in den Markt einzutreten. Sie vermögen das Verhalten der etablierten Unternehmen zu beeinflussen, weil diese den möglichen Markteintritt ins Kalkül ziehen müssen⁶⁴. Die Wahrscheinlichkeit für den Eintritt neuer Konkurrenten hängt davon ab, wie ausgeprägt die Marktzutrittsschranken sind. Eine wichtige Marktzutrittsschranke im Stigler'schen Sinne

„[...] as a cost of producing (at some or every rate of output) which must be borne by a firm which seeks to enter but is not borne by a firm already in the industry⁶⁵“

sind versunkene Kosten. Sie entstehen durch Investitionen in Produktionsfaktoren, die keine alternative Verwendung haben oder in der zweitbesten Verwendung einen signifikant geringen Wert aufweisen⁶⁶. Je höher der Anteil versunkener Kosten ist, desto größer sind die Verluste bei einem Marktaustritt und desto erheblicher ist das mit einem Markteintritt verbundene Risiko. Zusätzlich beeinflusst der für einen Zutritt benötigte Zeitraum und der mögliche Umfang von Marktzutritten die Intensität des potenziellen Wettbewerbs⁶⁷.

⁶²Vgl. Joskow (2005), S. 9.

⁶³Vgl. Borrmann/ Finsinger (1999), S. 102-115.

⁶⁴Vgl. Gey (2004), S. 23.

⁶⁵Stigler (1968), S. 67.

⁶⁶Vgl. Borrmann/ Finsinger (1999), S. 110.

⁶⁷Vgl. Gey (2004), S. 61.

Stromverteilnetze sind mit einem hohen Anteil versunkener Kosten verbunden, außerdem ist der für einen Marktzutritt benötigte Zeitraum hinreichend lang, so dass potenzieller Wettbewerb im Sinne parallelen Leitungsbaus vernachlässigt werden kann. Deshalb wird auch die Theorie *bestreitbarer Märkte*⁶⁸ hier nicht verfolgt, denn die Annahmen eines freien Markteintritts und -austritts und einer ausreichend langen Reaktionszeit des etablierten Anbieters treffen für die Stromverteilungsnetze nicht zu. Zu untersuchen ist jedoch, ob Stromverteilnetze ein monopolistisches Bottleneck bilden bzw. ob aktiver oder potenzieller Wettbewerb durch imperfekte Substitute die Monopolstellung beeinflusst.

4.1.2. Monopolistische Konkurrenz und die Potenziale aktiver Konkurrenz

Nach Edward Chamberlin werden innerhalb einer Branche nur imperfekte Substitute angeboten. Jedes Unternehmen versucht sich von den übrigen abzuheben und kann aktiv die Marktergebnisse beeinflussen. Die Marktteilnehmer verhalten sich teils wie Monopolisten, teils wie Wettbewerber („*monopolistische Konkurrenten*“)⁶⁹. Jeder Anbieter spricht durch die Wahl des Preises, der Produktcharakteristika und des Werbeaufwands die Präferenzen einer Kundengruppe an. Auf diese Weise sichert er sich eine Marktnische, die zu einem gewissen Grad vom Gesamtmarkt separiert ist. Jeder Teilmarkt ist durch eine fallende Preis-Absatzfunktion gekennzeichnet: Die Unternehmen verlieren bei einer Preiserhöhung nicht ihre gesamte Nachfrage und ziehen bei einer Preissenkung nicht die gesamte Nachfrage auf sich. Der Verlauf kann durch den Werbeaufwand des Unternehmens beeinflusst werden. Bei konstanten Strukturen des Gesamtmarktes kann jeder Anbieter seinen Gewinn durch Variation des Preises und der Produktcharakteristika optimieren⁷⁰.

Jedoch ist die Nische nicht vollständig vom Gesamtmarkt separiert und der Erfolg einzelner Anbieter hängt von der übergeordneten Marktstruktur ab. Tritt beispielsweise ein neuer Anbieter in den Markt ein, ohne dass die Gesamtnachfrage ansteigt, wird die Nachfrage in den einzelnen Marktnischen zurückgehen⁷¹. Der potenzielle Nachfragerückgang ist umso höher, je stärker die Substitutionsbeziehung des etablierten Produktes zum neuen ist.

Abzuschätzen, wie stark der Wettbewerb im Sinne Chamberlins ist, erfordert eine differenzierte Bewertung der aktiven und potenziellen Konkurrenz für ein Produkt und dessen Substitute. Die wettbewerbliche Komponente ist umso stärker, je weniger differenziert die

⁶⁸Vgl. Baumol/ Panzar/ Willig (1982).

⁶⁹Vgl. Chamberlin/ Kuenne (1967), S. 31-33.

⁷⁰Vgl. Ebd., S. 71-80.

⁷¹Vgl. Ebd., S. 81-89.

Güter sind. Außerdem steigt sie mit zunehmender Anbieterzahl⁷². Nachdem paralleler Leitungsbau ausgeschlossen wurde, könnte die Monopolstellung durch imperfekte aktive oder potenzielle Substitute eingeschränkt werden. Es stellt sich die Frage, ob die dezentrale Stromerzeugung ein solches ist. Unter dem Begriff der dezentralen Stromerzeugung werden hier Anlagen zusammengefasst, die lastnah in das Nieder- oder Mittelspannungsnetz einspeisen, beispielsweise Mikrogasturbinenanlagen, Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerke oder Photovoltaikanlagen⁷³. Tatsächlich wird dadurch, dass Erzeugung und Verbrauch näher zusammenrücken, die Nutzung des Netzes teilweise vermieden. Allerdings bleibt für die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts zwischen Gesamtnachfrage und Gesamteinspeisung die Bedeutung der Netze erhalten. Zudem ist unabhängig vom konkreten Nachfrageverhalten die Anschlusspflicht des Grundversorgers unberührt. Deshalb wird im Folgenden davon ausgegangen, dass die Monopolstellung auch durch imperfekte Substitute nicht eingeschränkt wird.

4.1.3. Stromverteilungsnetze als monopolistische Bottlenecks

Die Theorie *monopolistischer Bottlenecks* zielt auf die Lokalisierung netzspezifischer Marktmacht. Berücksichtigt werden potenzieller Wettbewerb und die Potenziale aktiven Wettbewerbs durch Technologiedifferenzierung, Produktdifferenzierung und Preisdifferenzierung. Der Regulierungsansatz ist disaggregiert, das heißt die Betrachtung erfolgt differenziert nach Wertschöpfungsstufen (Erzeugung, Übertragungsnetz, Verteilnetz, Handel und Vertrieb)⁷⁴.

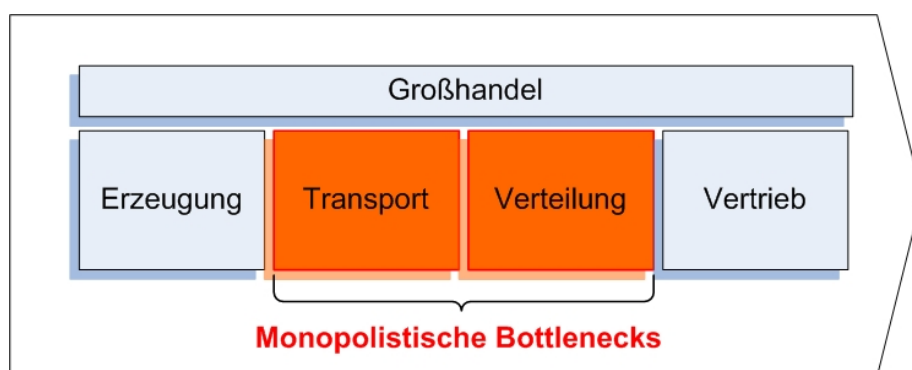


Abbildung 4.1.: Stromübertragung und -verteilung als monopolistische Bottlenecks

Eine Einrichtung ist ein *monopolistisches Bottleneck*, wenn ohne sie die Kunden nicht erreichbar sind und es weder ein aktives noch ein potenzielles Substitut gibt. Gibt es die

⁷²Vgl. Ebd., S. 8, S. 3-5.

⁷³Vgl. IEA (2002), S. 19 sowie Leprich et al. (2005), S. 18.

⁷⁴Vgl. Knieps (2004).

Möglichkeit, zwischen alternativen, aber nicht notwendiger Weise identischen Netzinfrastukturanbietern zu wählen, liegt kein *monopolistisches Bottleneck* vor (Konzept wesentlicher Einrichtungen)⁷⁵. Nachdem paralleler Leitungsbau und Wettbewerb durch aktive und potenzielle Substitute ausgeschlossen wurde, kann der Regulierungsbedarf mit dem Marktversagen im monopolistischen Bereich ausreichend begründet werden (vgl. Abbildung 4.1). Es schließt sich die Frage an, wie das Marktversagen definiert ist und welche Ziele deshalb mit einer Regulierung des Bereichs verfolgt werden.

4.2. Ziele der Regulierung

Die Stellung der Verteilnetzbetreiber als natürliche Monopolisten und Inhaber eines *monopolistischen Bottlenecks* führt direkt zu zwei Typen von Marktbeeinträchtigung. Der erste Typ des Marktversagens wird durch ökonomische Ineffizienzen bestimmt. Ihre Definition erfolgt hier zuerst über die neoklassisch fundierten statischen Effizienzkriterien, welche als Referenzpunkte des Regulierungskonzepts in Deutschland eine zentrale Rolle spielen. Anschließend wird die Darstellung um die dynamische Sichtweise erweitert. Der zweite Typ betrifft die Möglichkeit des Monopolisten, den Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Ebenen der Wertschöpfung zu behindern, um seine Monopolstellung auszudehnen⁷⁶. Deshalb ist der diskriminierungsfreie Zugang zu den elektrischen Netzen ein wichtiger Aspekt der Regulierung. Da dieser Punkt nicht im Fokus vorliegender Dissertation liegt, wird er an dieser Stelle nicht weiter ausgeführt.

Die statischen Effizienzkriterien umfassen drei Dimensionen der ökonomischen Effizienz:

- alloкатive,
- produktive,
- und qualitative Effizienz.

Die **allokative Effizienz** bezieht sich auf die Wahl der richtigen Preise und Mengen. Auf einem Wettbewerbsmarkt haben die Entscheidungen eines einzelnen Anbieters zwar Auswirkungen auf dessen Umsatz aber keine Effekte auf den Marktpreis. Aus diesem Grund bezeichnet man Anbieter bei vollständiger Konkurrenz als Mengenanpasser oder Preisnehmer. Hier kann mit der Maximierung der Summe aus Produzenten- und Konsumentenrente als Zielfunktion die Bedingung aufgestellt werden, dass die Preise den langfristigen Grenzkosten entsprechen (Einproduktfall). Bei Skalenvorteilen, wie sie im natürlichen Monopol vorliegen, reichen diese erstbesten Preise allerdings nicht aus, um die Gesamtkosten zu

⁷⁵Vgl. Knieps (2005).

⁷⁶Vgl. Haucap/ Rötzel (2007), S. 56.

decken. Unter der Nebenbedingung der Kostendeckung entsprechen die wohlfahrtsoptimalen Preise im natürlichen Monopol deshalb den Durchschnittskosten⁷⁷. Da ein Monopolist keinem Konkurrenzdruck ausgesetzt ist, ist sein Gewinnmaximierungskalkül jedoch ein anderes: Ein (*Cournotscher*) Monopolist wird nur genau so viele Güter anbieten, bis der Grenzerlös genau den Grenzkosten entspricht. Diese Menge ist, wie in Abbildung 4.2 ersichtlich, geringer als im Wohlfahrtsoptimum. Durch dieses rationale Verhalten wird eine Zusatzrendite erzielt, gleichzeitig entsteht ein Wohlfahrtsverlust, da nicht alle Nachfrager mit entsprechender Zahlungsbereitschaft bedient werden. Zudem findet eine Umverteilung statt, indem die Produzentenrente zu Lasten der Konsumentenrente steigt. Die reine Umverteilung ist aus wohlfahrtsökonomischer Sicht zwar nicht nachteilig⁷⁸, sie besitzt in der (politischen) Praxis jedoch sehr wohl Relevanz. So schreiben z.B. Crew und Kleindorfer (2002):

„For politicians, regulation is first and foremost about redistribution. The avowed objective of regulation is to protect consumers from price gouging by a firm with monopoly power. This in itself is a form of redistribution in that it redistributes the monopolist’s profits to the consumers.”⁷⁹

Die **produktive Effizienz** ist über den optimalen Faktoreinsatz definiert, für Abweichungen hat Leibenstein den Begriff *X-Ineffizienz* geprägt⁸⁰. Sie kennzeichnet Maßnahmen, die das Leistungsverhältnis von Output zu Input unnötigerweise verschlechtern. Im Monopol ist die Tendenz zur Ineffizienz verstärkt, denn aufgrund des fehlenden Wettbewerbsdrucks bestehen größere Freiheiten zur Verfolgung nicht monetärer Ziele (z.B. Sicherheit, Prestige, Einfluss). Am fehlenden Wettbewerbsdruck knüpft auch die *quiet-life Hypothese* an, nach welcher Manager im Monopol weniger Anstrengungen unternehmen, um die Kosten zu senken. Schließlich ist noch das Streben nach *Insider-Renten* zu nennen, z.B. in Form von hohen Gehältern für die Mitglieder des Unternehmens⁸¹. Solche Ineffizienzen reduzieren aber auch die Gewinne des Monopolisten, deshalb sind die unterschiedlichen Interessen von Entscheidungsträgern und Eigentümern im Sinne der Prinzipal-Agenten-Theorie zu beachten⁸².

Die **qualitative Effizienz** betrifft die Wahl der richtigen Produktqualität. In wettbewerblichen Märkten drückt sich die Präferenz der Kunden in ihren Nachfrageentscheidungen

⁷⁷Vgl. Dieckmann (2006), S. 13-14.

⁷⁸Vgl. Weimann (2006), S. 261.

⁷⁹Crew/ Kleindorfer (2002), S. 8.

⁸⁰Vgl. Leibenstein (1978)

⁸¹Vgl. Fassing (1982), S. 18; Posner (1999), S. 30-36 und Kruse (1985), S. 108-109.

⁸²Vgl. Kruse (1985), S. 98-101.

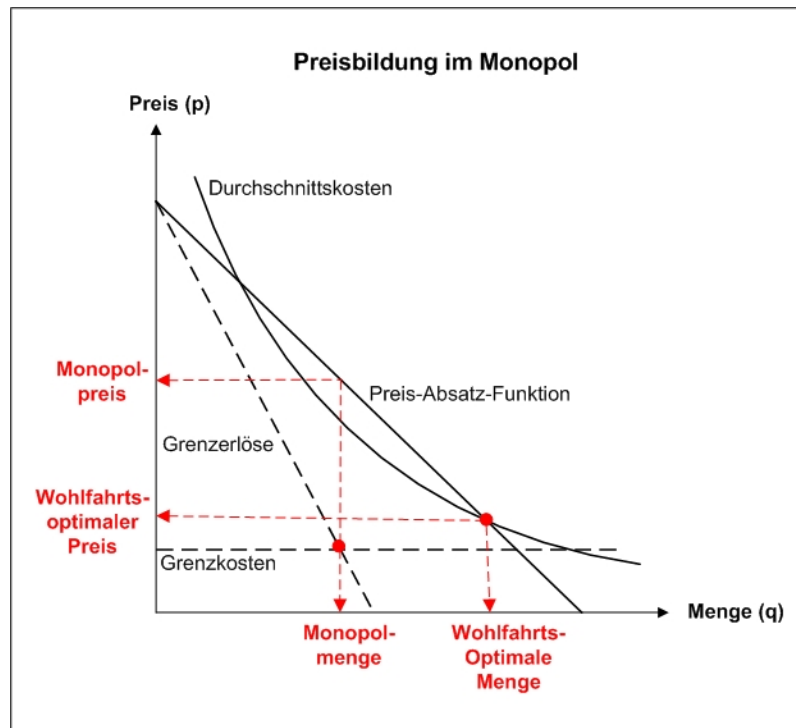


Abbildung 4.2.: Preisbildung im natürlichen Monopol

aus. Im Monopol entfällt diese Lenkungsfunktion; eine Nachbildung kann allenfalls näherungsweise gelingen⁸³. Ajodhia (2006) gibt auf S. 19-21 einen guten Überblick über die zugehörige Literatur, zusammenfassend ist es sehr wahrscheinlich, dass das angebotene Qualitätsniveau eines Monopolisten vom wohlfahrtsoptimalen Niveau abweicht. Allerdings kann keine generelle Aussage getroffen werden, ob das realisierte Niveau zu hoch oder zu niedrig ist. Theoretisch richtet der Monopolist seine Qualität am marginalen Konsumenten aus, während das Wohlfahrtsoptimum vom durchschnittlichen Konsumenten abhängt. Misst der marginale Verbraucher der Qualität einen höheren Wert bei als der Durchschnittsverbraucher, ist die angebotene Qualität zu hoch und umgekehrt⁸⁴.

In der **dynamischen Sichtweise** beziehen sich die Anforderungen an die allokativen, produktiven und qualitativen Effizienz auf zukünftige Zustände und zukunftsgerichtete Entscheidungen. In dieser Perspektive fällt dem Investitionsverhalten (Entscheidungen über Investitionsvolumen, -struktur und -zeitpunkt) die Schlüsselrolle zu⁸⁵. Ineffizientes Investitionsverhalten führt zu falschen Kapazitäten, Technologien und zu falscher Netzstruktur. Aufgrund der Dynamik und Komplexität der Märkte können sich Investitionsentscheidungen allerdings nach fehlerhaften, unvollständigen Informationen richten. Weder Regulierer

⁸³Vgl. Posner (1999), S. 30-36 und Kruse (1985), S. 108-141.

⁸⁴Vgl. Ajodhia (2006), S. 21.

⁸⁵Vgl. Fassing (1982), S. 105.

noch Unternehmen können vorhersagen, inwieweit sich diese als effizient erweisen werden⁸⁶. Folglich kann die dynamische Effizienz bestenfalls im Nachhinein gemessen werden. Eine strikte Abgrenzung von der statischen Effizienz ist dabei unbedingt geboten. Wenn die (bestmögliche) dynamische Anpassung der Unternehmen beurteilt werden soll, sind Referenzpunkte aus statischen Modellen irreführend. Erstens brauchen Anpassungsprozesse Zeit, so dass eine Zeitraumbetrachtung der Zeitpunkt Betrachtung vorzuziehen ist. Zweitens ist aufgrund der Unsicherheit bezüglich zukünftiger Entwicklungen fraglich, ob die richtigen Investitionen in Art und Höhe überhaupt realisiert werden können⁸⁷. Was deutlich wird, sind die Folgen von Fehlentscheidungen (Kapazitätsmangel, sinkende Qualität, veraltete Netzstrukturen), die Anhaltspunkte für die Bewertung der dynamischen Effizienz liefern. Ob die Monopolstellung auch per se eine verminderte Innovationsleistung vermuten lässt, ist nicht eindeutig zu beantworten, empirische Forschungsprojekte kommen zu unterschiedlichen und widersprüchlichen Ergebnissen⁸⁸. Die Thematik erscheint sehr komplex und wird im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter verfolgt.

Neben den Schwierigkeiten in der Vorhersagbarkeit und Beurteilung der dynamischen Effizienz ist zu beachten, dass Maßnahmen, die kurzfristig zu Verbesserungen führen, langfristig zu Verschlechterungen der Effizienz führen können⁸⁹. Dynamische und statische Effizienz stehen in einem Spannungsverhältnis, ohne dass eine exakte Aufrechnung möglich wäre.

Zusammenfassend können folgende Regulierungsziele genannt werden⁹⁰:

1. effiziente Preissignale/ Vermeidung monopolbedingter Renten;
2. effiziente Produktionskosten/ Vermeidung von X-Ineffizienzen;
3. effiziente Outputmenge/ Ausreichend Anreize für Investitionen und Innovationen;
4. effiziente Qualität und Produktvielfalt.

Wie in Abbildung 4.3 dargestellt, unterliegt der Regulierer bei der Umsetzung der Ziele dreierlei Beschränkungen⁹¹:

Die erste Beschränkung betrifft die Nichtgefährdung der Wirtschaftlichkeit (effizienter) Unternehmen. Für sie muss ein Verbleib im Markt kurz- und langfristig vorteilhaft und der

⁸⁶Vgl. Schmidtchen (1978), S. 105-107.

⁸⁷Vgl. Fassing (1982), S. 105-107.

⁸⁸Vgl. Maas (1990), S. 209.

⁸⁹Vgl. Schmidtchen (1978), S. 175-178.

⁹⁰Vgl. Joskow (2005), S. 34-55.

⁹¹Vgl. Liston (1993), S. 25.

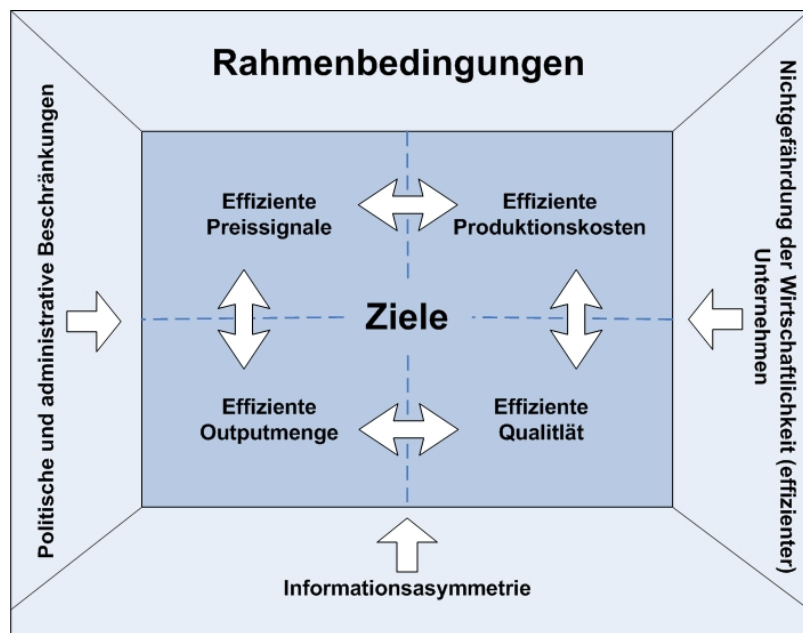


Abbildung 4.3.: Ziele und Beschränkungen des Regulierers

regulatorische Rahmen möglichst stabil sein, so dass notwendige Investitionen getätigt werden können. Ist dies nicht erfüllt, sind die volkswirtschaftlichen Kosten der Regulierung mit sehr großer Wahrscheinlichkeit höher als ihr Nutzen.

Die zweite Beschränkung bezieht sich auf die Verfügbarkeit von Informationen (*informational constraints*). Aufgrund der Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und Unternehmen und wegen des Spannungsverhältnisses, in welchem sich die Regulierungsziele z.T. untereinander befinden, ist es praktisch nicht möglich, ein „perfektes“ Regulierungssystem zu implementieren, im Gegenteil zeichnen sich insbesondere Anreizregulierungssysteme durch die bewusste Integration der Informationsasymmetrie in das Regulierungskonzept aus. So schreiben z.B. Armstrong und Sappington (2006):

„In an economic paradise, where a regulator is omniscient, benevolent, and able to fulfil any promise he makes, competition cannot improve upon regulated monopoly. In such a paradise, the regulator will ensure the firm produces the ideal range of services at the lowest possible cost and will set welfare-maximizing prices for these services. (. . .) Of course, the real world differs markedly from this paradise. In practise, regulators invariably lack important information about the markets they oversee and will not be able to direct and control perfectly the activities of a monopoly producer.⁹²“

⁹²Armstrong/ Sappington (2006), S. 330.

Schließlich müssen politische und administrative Beschränkungen genannt werden (*administrative und political constraints*). Demnach kann eine rein wohlfahrtsorientierte Steuerung durch den Regulierer nicht erwartet werden.

Zur Erreichung der Ziele werden unterschiedliche Konzepte genutzt. Einen Überblick über die verschiedenen Regulierungsmethoden bietet der folgende Abschnitt.

4.3. Regulierungskonzepte

Die Regulierungsziele werden verfolgt, indem durch Eingriffe in die unternehmerische Freiheit Strukturen verändert, Rendite begrenzt oder Preis- und Erlösschranken vorgegeben werden. Abbildungen 4.4 zeigt die vorliegender Dissertation zu Grunde liegende Klassifizierung der hierfür möglichen Regulierungsansätze. Eine erste wesentliche Unterscheidung betrifft die Strukturregulierung im Vergleich zur Verhaltensregulierung. Erstere umfasst Maßnahmen, deren Ziel es ist, in die vertikale oder horizontale Struktur des Marktes einzugreifen, wie die Entflechtungsvorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes. Sie dient im Wesentlichen dem Ziel, in den wettbewerblichen Bereichen der Wertschöpfungskette Wettbewerb zu ermöglichen, indem die Inhaber der monopolistischen Bottleneckinfrastruktur verpflichtet werden, den alternativen Anbietern diskriminierungsfreien Zugang zum Netz zu gewähren. Zu diesem Zweck wird der monopolistische Geschäftsbereich vom integrierten Unternehmen je nach Eingriffsintensität buchhalterisch, funktional oder eigentumsrechtlich getrennt. Da der Fokus vorliegender Arbeit Konzepte der Verhaltensregulierung betrifft, wird das Thema der vertikalen Separierung an dieser Stelle nicht weiter vertieft.

Neben der Strukturregulierung zielt die Verhaltensregulierung auf eine Annäherung an die im vorherigen Abschnitt genannten Effizienzziele. Dieser Bereich kann grundsätzlich in kostenbasierte Ansätze und Methoden der Anreizregulierung untergliedert werden.

4.3.1. Kostenorientierte Regulierungsansätze

Bei den kostenorientierten Ansätzen steht die alloкатive Effizienz und somit eine Begrenzung der Monopolrendite im Vordergrund. Sie waren insbesondere in den USA mit der sog. Renditeregulierung (*RoR-Regulierung*) über lange Zeit praktisch sehr bedeutsam⁹³. Im Verfahren der *RoR-Regulierung* überprüft die Regulierungsbehörde die Kosten in einem Basisjahr und genehmigt auf dieser Grundlage die Preise, die ein Unternehmen erheben darf (*Rate Case*). Diese Preise sollen genau ausreichen, um die Kosten zu decken und zusätzlich

⁹³Vgl. Borrmann/ Finsinger (1999), S. 342.

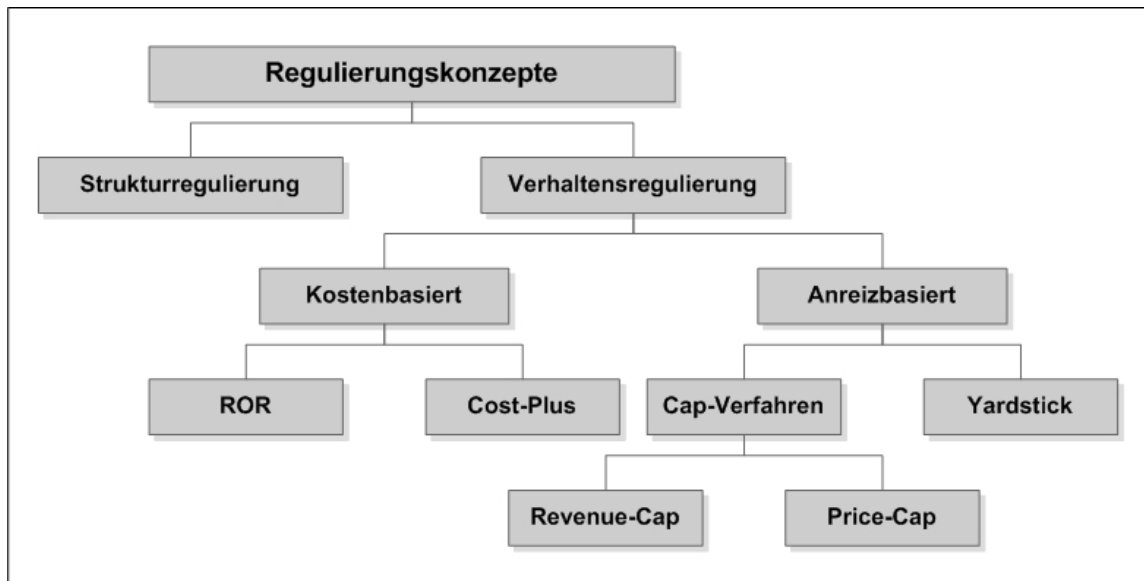


Abbildung 4.4.: Systematisierung von Regulierungsansätzen

die als angemessen angesehene Kapitalverzinsung ermöglichen, so ist neben der Anerkennung der Kostenpositionen (in Art und Höhe) die Bestimmung des Kapitalstocks (*Rate Base*) ein wesentliches Steuerungselement⁹⁴. Die Regulierungsformel ist demnach wie folgt zu definieren⁹⁵:

$$Erloese = TOTEX = Betriebskosten (OPEX) + Kapitalkosten (CAPEX) \quad (4.2)$$

$$CAPEX = \sum \text{jährliche Abschreibungen} + \sum \text{Restbuchwerte} \cdot ROR \quad (4.3)$$

Dabei bezeichnet *TOTEX* (Total Expenditures) die Gesamtkosten des regulierten Unternehmens und *RoR* (Rate of Return) den genehmigten Kapitalzins. Eine andere kostenbasierte Methode ist die von 2005 bis 2009 im deutschen Energiesektor angewendete Kostenzuschlagsregulierung (*cost plus regulation*), hier werden Netzentgelte auf Basis der Bereitstellungskosten genehmigt⁹⁶. Abbildung 4.5 veranschaulicht das Prinzip dieser kostenbasierten Regulierung: Hier determinieren die genehmigten Kosten mit einem Verzug von zwei Jahren die genehmigten Erlöse und somit die zulässigen Preise der Netzbetreiber.

Ein Vorteil kostenbasierter Ansätze ist, dass sie es dem Regulierer relativ einfach ermöglichen, die Monopolrendite zu begrenzen und unvorhersehbare Kostenänderungen in die

⁹⁴Vgl. Phillips (1984), S. 151-161.

⁹⁵Vgl. Liston (1993), S. 26.

⁹⁶Vgl. Fritsch/ Wein/ Ewers (2005), S. 228.

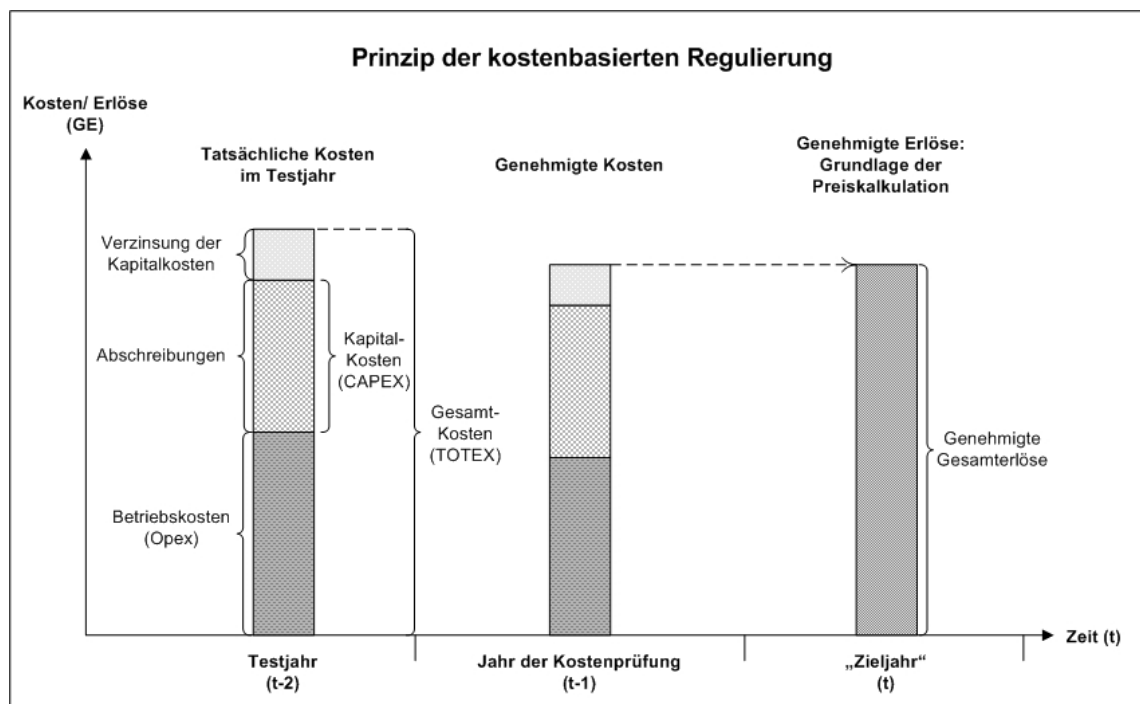


Abbildung 4.5.: Prinzip der kostenbasierten Regulierung

Regulierung einzubeziehen. Zudem können nicht-ökonomische Ziele leicht in die Regulierung integriert werden, indem Kosten für zugehörige Maßnahmen, die unter ökonomischen Gesichtspunkten unrentabel wären, genehmigt werden. Gleichzeitig entstehen keine Anreize, die Servicequalität zu mindern, insofern die Kosten für das angebotene Qualitätsniveau anerkannt werden. Schließlich können die Kostenprüfungen ein Forum sein, in welchem Kunden, Unternehmen und Regulierer die Akzeptanz für Kosten und Preise durch Transparenz und Argumentation erhöhen⁹⁷.

Drei wesentliche Kritikpunkte an diesen Konzepten motivierten die Entwicklung so genannter Anreizregulierungssysteme. Der erste Kritikpunkt betrifft die als *Averch-Johnson Effekt* bekannt gewordene Tendenz, ein ineffizient hohes Kapital-Arbeits-Verhältnis zu realisieren. Dies liegt darin begründet, dass unzureichende genehmigten Kapitalrenditen zur Insolvenz der Unternehmen führen, so dass Regulierer theoretisch dazu tendieren, eher zu hohe Renditen zu gewähren. Wenn die genehmigten Renditen die Kapitalkosten überkompensieren, führt dies wiederum dazu, dass Unternehmen ineffizient hohe Kapitalkosten generieren⁹⁸. Der Effekt wird in der Literatur oft bildlich als „Vergoldung der regulierten Anlagen“ (*gold planting of the regulated asset base*) beschrieben. Der zweite Kritikpunkt bezieht sich auf den hohen Informationsbedarf des Regulierers, der auf den Versuch zurückzuführen ist,

⁹⁷Vgl. Liston (1993), S. 27 und Brown/ Einhorn/ Vogelsang (1991), S. 324.

⁹⁸Vgl. Averch/ Johnson (1963), S. 1052 - 1057.

den Informationsvorsprung des Unternehmens aufzuholen und durch Vorgaben „optimale“ Marktergebnisse durchzusetzen⁹⁹. Neben zahlreichen Debatten über die Angemessenheit spezifischer Kosten in ihrer Art und Höhe ist die Festlegung einer „fairen“ Rendite in der Regel mit zeitintensiven Konsultationen und Debatten verbunden¹⁰⁰. Der dritte Punkt kritisiert fehlende Anreize zur Verbesserung der produktiven Effizienz¹⁰¹: Indem sich die Erlöse vollständig an den Kosten orientieren, wird eine Erhöhung der Effizienz nicht mit zeitweise höheren Renditen honoriert, so dass entsprechende Anreize negiert werden. Als Lösung schlagen Baumol und Kleverick (1970), die diesen Aspekt mit als erste diskutierten, eine zeitweise Entkopplung der Erlöse von den Kosten vor¹⁰². Dieses Konzept ist heute grundlegend für Anreizregulierungssysteme.

4.3.2. Anreizbasierte Regulierungssysteme

Etwa Mitte der 80er Jahre veränderte sich die regulierungstheoretische Diskussion, u.a. getrieben durch die *Prinzipal Agenten Theorie* und *mechanism-design-style Theorien* (*New Regulatory Economics*). Vertreter der „neuen“ Ansätze standen den früheren Theorien äußerst kritisch gegenüber und bemängelten insbesondere fehlende Verhaltensanreize für die regulierten Unternehmen¹⁰³. Zentral war die Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und Unternehmen. Laffont und Tirole (1993) nennen in diesem Zusammenhang zwei wesentliche Hürden für den Regulierer: *Moral Hazard* betrifft endogene Variablen wie Gehaltsstrukturen und Personalpolitik, wenn der Regulierer das Verhalten der Unternehmen nicht genau beobachten kann. *Adverse Selektion* kann auftreten, wenn Unternehmen mehr Informationen über exogene Variablen (z.B. Nachfrage und Technologie) besitzen und diese für sich ausnutzen¹⁰⁴. Die Kritik an den kostenbasierten Ansätzen führte zu den sog. Anreizregulierungssystemen, welche den Informationsvorsprung der Unternehmen akzeptieren und Rahmenbedingungen anstreben, unter denen die Unternehmen aus ihrem eigenen Gewinnstreben heraus effizient handeln:

„[The] information asymmetry generally gives rise to an unavoidable trade-off between rent and efficiency: the firm can be motivated to operate efficiently but only if it is awarded substantial rent for doing so. In particular the firm

⁹⁹Vgl. Vogelsang (2002), S. 6f.

¹⁰⁰Vgl. Ajodhia (2005), S. 30.

¹⁰¹Vgl. Kinunnen (2003), S. 37.

¹⁰²Vgl. Ajodhia (2005), S. 29.

¹⁰³Vgl. Crew/ Kleindorfer (2002), S. 11.

¹⁰⁴Vgl. Ajodhia (2005), S. 34-35.

will operate at minimum costs and attempt to satisfy the needs and desires of customers only if it is awarded the full surplus that its activities generate.¹⁰⁵

So versprochen die neuen Ansätze nichts anderes als „den heiligen Gral der X-Effizienz“¹⁰⁶. Dazu mussten zwei Voraussetzungen erfüllt sein. Zum einen muss ein Teil der Informationsrenten im Unternehmen verbleiben, zum anderen basiert die Theorie auf der Einhaltung des regulatorischen Kommitments¹⁰⁷. Auf diese Weise wird mittelfristig eine Annäherung an das volkswirtschaftlich optimale Marktergebnis angestrebt¹⁰⁸. International am weitesten verbreitet sind Formen der Preis- und Erlösobergrenzenregulierung (*Cap-Verfahren*), zudem sind Formen der Yardstick-Regulierung implementiert. Als wichtige ergänzende Methoden sind die Qualitätsregulierung und der Sliding Scale Mechanismus zu nennen. Diese Verfahren werden in den folgenden Abschnitten ausführlich beschrieben.

Cap-Verfahren (RPI-X-Regulierung)

Die Preisobergrenzenregulierung wurde erstmals 1983 von Stephen Littlechild empfohlen und folgend in Großbritannien zur Regulierung der British Telecom implementiert. 1987 übernahm die U.S. Federal Communications Commission (FCC) die Idee für die Regulierung der Telekommunikationsbranche in den USA¹⁰⁹. Dort wurden zwischen 1980 und 1993 sowohl für den Telekommunikationsbereich als auch für die Elektrizitätsbranche erstmals Price-Caps eingeführt, z.B. für Tucson Electric Power von 1983-1988¹¹⁰. Die Reformen fielen in eine Zeit, in der die Kritik an den bestehenden Systemen der RoR-Regulierung zunahm, allerdings führen Crew und Kleindorfer (1996) den Paradigmenwechsel nicht allein darauf zurück:

„While we are some of the last people to underestimate the power of an idea, we do not believe that it was the chorus of economists, singing surprisingly in union that spurred the progress towards incentive regulation. The real forces for the change came from public dissatisfaction with the previous system, coupled with the iron will of Lady Thatcher, and changes in technology and increased competition.¹¹¹“

¹⁰⁵Armstrong/ Sappington (2006), S. 330/331.

¹⁰⁶Vgl. Crew/ Kleindorfer (2002), S. 12.

¹⁰⁷Vgl. Ebd.

¹⁰⁸Vgl. Acton/ Vogelsang (1989), S. 369.

¹⁰⁹Vgl. Ebd., S. 369-372.

¹¹⁰Vgl. Crew/ Kleindorfer (1996), S. 214.

¹¹¹Ebd., S. 213.

Seitdem hat das Konzept zunehmend an Bedeutung gewonnen und ist zurzeit das möglicherweise am stärksten diskutierte System und die bedeutendste Alternative zur Renditeregulierung. Die grundsätzlichen Prinzipien werden folgend erklärt. Insofern Preis- und Erlösbergrenzenregulierung auf den gleichen Mechanismen beruhen, werden die beiden Verfahren zuerst zusammenfassend als *RPI-X-Regulierung* beschrieben und anschließend Unterschiede aufgezeigt.

Die Abkürzung *RPI-X-Regulierung* kennzeichnet einen Erlös- oder Preispfad, der für einen bestimmten, vorab festgelegten Zeitraum durch den Verbraucherpreisindex (retail price index, RPI) und eine Effizienzvorgabe X determiniert wird und von den tatsächlichen Kosten des regulierten Unternehmens entkoppelt ist¹¹². Das Ausgangsniveau der Obergrenze wird jeweils nach einem Verfahren der Renditeregulierung bestimmt. Das System impliziert anschließend, dass durch Kosteneinsparungen Gewinne erzielt werden können, die bis zur Anpassung der Obergrenze für die folgende Periode im Unternehmen verbleiben. Gleichzeitig offenbart das Unternehmen Effizienzsteigerungspotenziale, die zukünftig Eingang in die Regulierung finden können. Die Grundzüge einer Obergrenzenregulierung lassen sich in Anlehnung an Vogelsang (2002) mit Formel 4.4 allgemein durch die Berechnungsvorschrift der Obergrenze O_t zeigen, wobei t das Jahr und n die Regulierungsperiode symbolisieren. Weiterhin kennzeichnet A_n das Ausgangsniveau der Obergrenze in der Periode n , X das Effizienzsteigerungspotenzial des betrachteten Unternehmens im Vergleich zur Gesamtwirtschaft, RPI den Inflationsausgleich und Y_t die Kosten, die nicht durch das Unternehmen beeinflusst werden können¹¹³.

$$O_t = A_n \cdot (1 + RPI - X_t) + Y_t \quad (4.4)$$

Beim *Price-Cap* bezieht sich die Vorgabe auf einzelne Preise¹¹⁴ oder auf einen gewichteten Mittelwert aller Preise¹¹⁵. Im Gegensatz zur Preisbergrenzenregulierung wird in der Erlösbergrenzenregulierung der Gesamterlös begrenzt und der Regulierer muss keine Kenntnisse über einzelne Tarife besitzen. Weiterhin haben Mengenschwankungen eine unterschiedliche Wirkung: Einmal ist der Preis exogen festgelegt und der Erlös variiert bei Mengenschwankungen, einmal ist der Erlös exogen vorgegeben und der Preis variiert. Abbildung 4.6 veranschaulicht das Prinzip einer Erlösbergrenzenregulierung, die Darstellung orientiert sich an den Vorgaben in Deutschland ab 2009.

¹¹²Die Definition weicht zu Gunsten der Praxisnähe von einer reinen Price Cap Regulierung ab, indem in gewissen Abständen Kostenprüfungsverfahren angenommen werden, vgl. Liston (1993), S. 29.

¹¹³Vgl. Vogelsang (2002), Seite 6f.

¹¹⁴Vgl. Bundesnetzagentur (2006), S. 47, Randnummer 171.

¹¹⁵Vgl. Weimann (2006), S. 365.

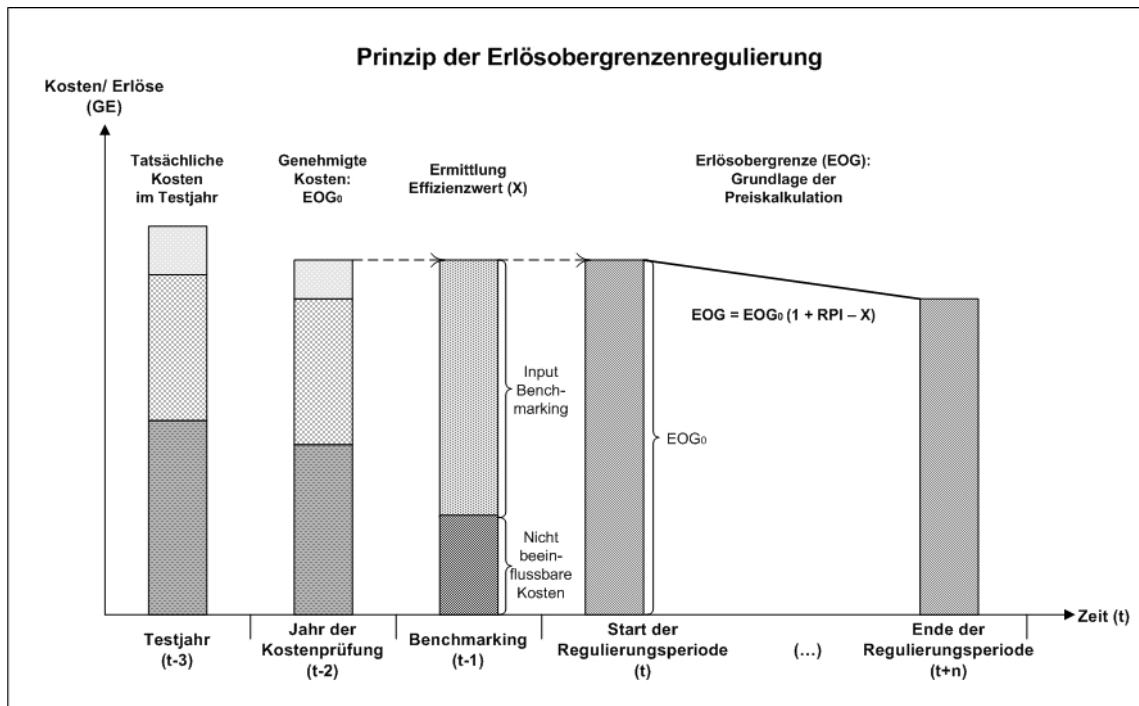


Abbildung 4.6.: Prinzip der Erlösobergrenzenregulierung

Ein wichtiger Vorteil der Cap-Verfahren ist die Reduzierung der notwendigen Kostenprüfungen. Außerdem sind die Anreize zur Erhöhung der produktiven Effizienz deutlich höher als unter einem kostenbasierten System. Gleichzeitig können die Kunden durch die Integration eines Effizienzfaktors zeitnah von der Effizienzsteigerung profitieren. Schließlich entwickeln sich die Preise bei stabiler Nachfrage theoretisch hin zu *second-best Ramsey Levels*. Nichtsdestotrotz weisen Cap-Verfahren auch eine Reihe von Problemen auf.

Als wesentliche Nachteile der Cap-Verfahren wird von Kahn (1988) die Entkopplung der Preise von der angebotenen Qualität angeführt.

„Price has no meaning except of an assumed quality of service - price regulation alone is economically meaningless.“¹¹⁶

Zudem werden die Vorteile gegenüber der RoR-Regulierung durch die Integration von Kostenprüfungen in die Cap-Verfahren geschmälert. Kritisch ist nach Liston (1993) auch die Festlegung angemessener Obergrenzen:

„If the caps are set too high, then too little of the surplus is transferred to the consumers and dead weight losses are too high. If they are set too low, the firm

¹¹⁶Kahn (1988), S. 22.

may be unable to break even. It may then have difficulty attracting capital, and its service quality may deteriorate.¹¹⁷

In der Regulierungspraxis sind beide Fälle bereits eingetreten¹¹⁸. Ursächlich für dieses Risiko sind beispielsweise Unsicherheiten bezüglich der Kosten- und Nachfrageentwicklung innerhalb einer Regulierungsperiode¹¹⁹. Schmalensee (1989) und Laffont/ Tirole (1994) kommen deshalb zu dem Schluss, dass bei hoher Kostenvolatilität eine partielle Kostenweitergabe an den Kunden (*partial cost pass through*) wohlfahrtsoptimal ist¹²⁰. Außerdem ist die korrekte Festlegung des Effizienzfaktors praktisch sehr schwierig. Eine zusätzliche Herausforderung ist die Einhaltung des regulatorischen Kommitments (*regulatory commitment*), welches die Zusage des Regulierers umfasst, dass die regulierten Unternehmen die Zusatzgewinne aus der Regulierungsperiode behalten dürfen. Crew und Kleindorfer (2002) sehen die Funktionstüchtigkeit der Systeme sehr kritisch, wenn höhere Renditen der Unternehmen in Kauf genommen werden müssen.

„How do these rents differ so much from the old style monopoly rents that would make them acceptable to the regulator when it was monopoly rents that were the principle motivation of regulation in the first place¹²¹?“

Isaac (1991) konstatiert am Beispiel der Regulierung der Tucson Electric Power Company (TEP) einen hohen politischen Druck, erzielte Zusatzgewinne für die Erlös- bzw. Preisfestlegung der nächsten Periode zu berücksichtigen („*Hintertürstrategie*“). Auf der anderen Seite sieht Isaac starke Zeitpräferenzen für die Unternehmen, die Kosten mit Blick auf die Kostenprüfung zeitlich zu allozieren¹²². Crew und Kleindorfer (1996) führen als weiteres Beispiel den öffentlichen Druck auf Offer an, der dazu führte, dass im August 1994 festgesetzte Effizienzfaktoren bereits im März 1995 nach oben korrigiert wurden¹²³.

Zusammenfassend können mit der Einführung einer Erlös- oder Preisobergrenzenregulierung zwar wesentliche Probleme kostenbasierter Ansätze gelöst werden; an ihrer statt stellen sich jedoch eine Reihe neuer Herausforderungen.

¹¹⁷Liston (1993), S. 30.

¹¹⁸Ein Beispiel für zu niedrige Caps ist die Regulierung in Kalifornien 1996 bis 2000, z.B. in Armstrong/ Sappington (2003); ein Beispiel für zu hohe Caps zeigt der Beginn der Price-Cap Regulierung in Großbritannien, vgl. dazu Teil 3 dieser Arbeit.

¹¹⁹Ein unvorhersehbarer Preisschock führte zum jähen Absturz der Tucson Electric Power Aktien, da eine angemessene Kapitalverzinsung bei der gegebenen Preisobergrenze unmöglich wurde, vgl. Isaac (1991).

¹²⁰Vgl. Brown/ Einhorn/ Vogelsang (1991), S. 333.

¹²¹Crew/ Kleindorfer (2002), S. 12.

¹²²Vgl. Isaac (1991), S. 195f.

¹²³Vgl. Crew/ Kleindorfer (1996), S. 211ff.

Yardstickregulierung

Das Konzept der Yardstickregulierung geht auf Shleifer (1985) zurück. In diesem Modell werden für die Kalkulation der Preise bzw. Erlöse die tatsächlichen Kosten der Unternehmen durch die durchschnittlichen Kosten aller anderen, vergleichbaren Unternehmen der Branche ersetzt. Auf diese Weise soll Wettbewerb simuliert werden: Jedes Unternehmen wird in Konkurrenz zu einem vergleichbaren „Schattenunternehmen“ (*Peer*) gestellt¹²⁴.

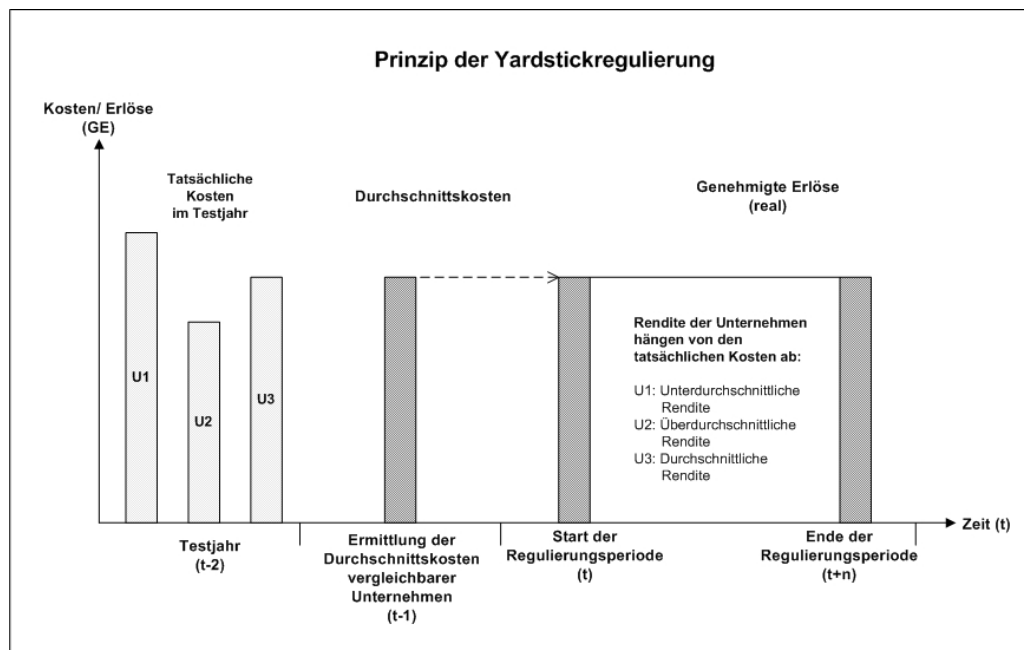


Abbildung 4.7.: Prinzip der Yardstickregulierung

Ziel der Yardstickregulierung ist es, ein effizientes Marktergebnis ohne Kenntnis der Kostensenkungspotenziale eines einzelnen Unternehmens herbeizuführen. Abbildung 4.7 veranschaulicht das Vorgehen.

Shleifer nimmt an, dass identische, risikoneutrale Unternehmen in separierten Märkten agieren. Für alle N Unternehmen ist die Nachfragekurve fallend und die Durchschnittskosten sinken mit steigender Produktion. Die Grenzkosten C_0 der Unternehmen sind gleich und können durch eine Investition $R(c_0)$ auf c reduziert werden. Je höher die Investition, desto stärker die Kostensenkung. Es besteht die Möglichkeit eines pauschalen, wohlfahrtsneutralen Transfers T an die Unternehmen. Die Gewinne V ergeben sich dann bei einem Preis p und einer abgesetzten Menge $q(p)$ zu¹²⁵:

¹²⁴Vgl. Shleifer (1985), S. 319-327.

¹²⁵Vgl. Shleifer (1985), S. 319-327.

$$V = (p - c) \cdot q(p) + T - R(c) \quad (4.5)$$

Ziel des Regulierers ist es, die Summe aus Produzentenrente und Konsumentenrente zu maximieren. Nebenbedingung ist, dass die Kosten des Unternehmens gedeckt bzw. die Gewinne V nicht negativ sind ($V \geq 0$):

$$\left\{ \int_p^\infty q(x) dx \right\} + (p - c) \cdot q(p) - R(c) \quad (4.6)$$

Das Integral in Gleichung 4.6 ist die Konsumentenrente und die Nebenbedingung der Kostendeckung spezifiziert, dass der Transfer T Verluste genau kompensiert. Shleifer zeigt, dass im Optimum T exakt $R(c_0)$, der Preis p^* den Grenzkosten c^* und der Grenznutzen der Investition ihren Grenzkosten entspricht.

$$-R'(c^*) = q(p^*) \quad (4.7)$$

$$p^* = c^* \quad (4.8)$$

Eine Annäherung an dieses Optimum soll erreicht werden, indem der Regulierer die Preise der Unternehmen von den eigenen Kosten entkoppelt. Stattdessen werden die durchschnittlichen Grenzkosten c_i und die durchschnittlichen Investitionen R_i der übrigen $N - 1$ Unternehmen für die Preissetzung herangezogen (vgl. Formeln 4.9 und 4.10).

$$\bar{c}_i = \frac{1}{N - 1} \sum_{j \neq i} c_j \quad (4.9)$$

$$\bar{R}_i = \frac{1}{N - 1} \sum_{j \neq i} R(c_j) \quad (4.10)$$

Der Regulierer verpflichtet sich, den resultierenden Preis anzuerkennen und den Transfer zu leisten (vgl. Formeln 4.11 und 4.12).

$$T_i = \bar{R}_i \quad (4.11)$$

$$p_i = \bar{c}_i \quad (4.12)$$

Wenn die Unternehmen der Zusage des Regulierers vertrauen und simultan ihr Kostenniveau wählen, entsprechen die Kosten im Nash Gleichgewicht dem Wohlfahrtsoptimum¹²⁶.

$$-R'(c_i) = q(\bar{c}_i) \quad (4.13)$$

$$p_i = c_i = c^* \quad (4.14)$$

Mit relativ geringem regulatorischen Aufwand wäre es möglich, die Unternehmen unter Wettbewerbsdruck zu setzen, allerdings führt der Vergleich bei heterogenen Unternehmen zwangsweise zu einer ungerechtfertigten Verbesserung oder Verschlechterung der wirtschaftlichen Lage einzelner Marktakteure. Es resultiert die Notwendigkeit, Merkmale aufgrund unterschiedlicher Versorgungsgebiete zu korrigieren, wodurch der Vorteil geringer benötigter Informationen abgeschwächt wird. Zudem ist ein möglichst einheitliches Effizienzniveau der regulierten Unternehmen eine wichtige Voraussetzung für die Implementierung einer Yardstick Regulierung. Bei sehr unterschiedlichen Effizienzgraden führt die Regulierung bei weniger effizienten Unternehmen zu hohen Verlusten und bei überdurchschnittlich effizienten Unternehmen zu hohen Gewinnen¹²⁷. Zwei weitere kritische Punkte betreffen das regulatorische Kommitment und die Gefahr der Kollusion. Das regulatorische Kommitment betrifft die Zusage des Regulierers, am Yardsticksystem festzuhalten, auch wenn dies zur Insolvenz einzelner Unternehmen führt und gleichzeitig andere sehr hohe Gewinne erzielen. Es erscheint fraglich, ob dieses Vorgehen durchzuhalten ist¹²⁸. Kollusion betrifft die Gefahr, dass Unternehmen kooperieren und das Ergebnis des Yardsticksystems beeinflussen. Deshalb ist eine möglichst große Anzahl an Unternehmen eine notwendige Voraussetzung für die Einführung einer Yardstickregulierung. Problematisch sind insbesondere Konstellationen, in welchen eine Reihe von Netzbetreibern dem gleichen Energieversorgungsunternehmen angehören¹²⁹.

4.4. Hybride Verfahren

Als hybride Verfahren bezeichnet man allgemein Kombinationen aus den bisher genannten Regulierungssystemen sowie Verknüpfungen mit weiteren methodischen Elementen, wenn

¹²⁶Vgl. Ebd.

¹²⁷Vgl. Weber/ Schober (2007), S. 4.

¹²⁸Vgl. Ajodhia (2005), S. 51-52.

¹²⁹Vgl. Estache/ Rossi/ Russier (2004), S. 273.

diese eine wesentliche Position innerhalb der Gesamtregulierung einnehmen. Eine einheitliche Definition von hybriden Systemen und eine Abgrenzung von den oben aufgeführten Standard-Ansätzen ist in der Literatur allerdings bisher nicht vorzufinden¹³⁰.

In der Praxis gibt es keinen im strengen Sinne nicht-hybriden Ansatz. Hier werden wichtige Konzepte der Qualitäts- und separaten Kapitalkostenregulierung (bzw. Investitionsanreizung) im Grundsatz vorgestellt. Die Konzepte weisen in der Regulierungspraxis zum Teil deutliche länderspezifische Variationen auf, diese werden in Teil 3 herausgestellt.

4.4.1. Qualitätsregulierung

Die Implementierung einer Qualitätsregulierung ist kennzeichnend für anreizbasierte Regulierungssysteme. Dabei kann Qualitätsregulierung als Instrument gegen mögliche Bestrebungen der regulierten Unternehmen verstanden werden, mit Kosteneinsparungen im Bereich qualitätsrelevanter Maßnahmen dem durch die Anreizregulierung erzeugten Wettbewerbsdruck zu begegnen¹³¹. Überdies kann die Erhöhung der Qualität ein Ziel der Regulierung sein. Dies kann nach Fraser (1994) erreicht werden, indem es den Unternehmen erlaubt wird, zumindest einen Teil der endogenen Mehrkosten an die Konsumenten weiterzugeben:

„[...] the inclusion of reliability in price cap constraint was shown to benefit the consumer in a situation where the firm is required to absorb a cost increase because the firm can no longer protect profits by reducing reliability.¹³²“

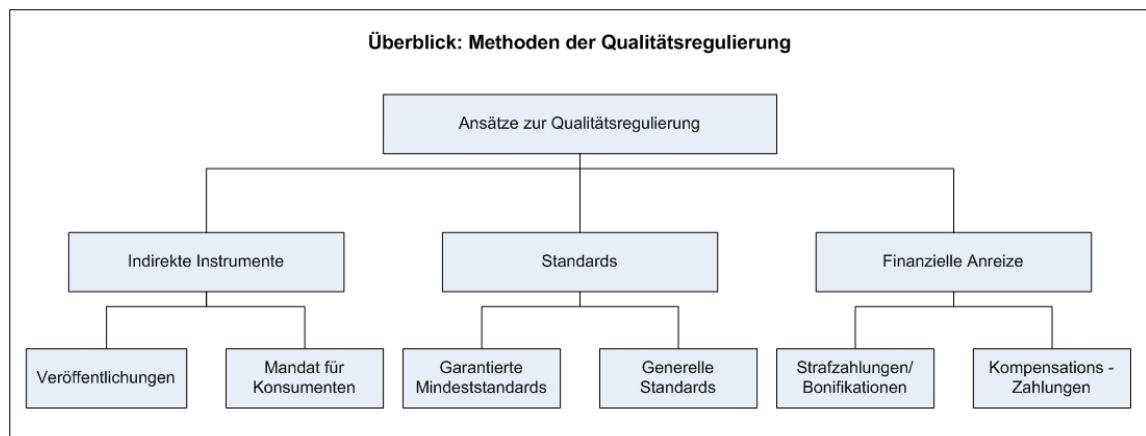


Abbildung 4.8.: Methoden der Qualitätsregulierung, Quelle: Bliem (2007), S. 142

¹³⁰Vgl. Bundesnetzagentur (2006), S. 48.

¹³¹Vgl. Alexander (1996), S. 51.

¹³²Fraser (1994), S. 183.

Dieser Ansatz kann prinzipiell durch die Integration von Qualitätsparametern in den Effizienzvergleich oder durch die Implementierung eines Bonus-Malus Systems mit Einfluss auf die Erlös- bzw. Preisobergrenze verfolgt werden. Zur Vermeidung besonders schlechter Versorgungsqualität in Einzelfällen dienen darüber hinaus Mindeststandards, die bei Nichteinhaltung zu Strafzahlungen führen (direkte Einflussnahme des Regulierers). Eine weitere, einfache Möglichkeit ist die Veröffentlichung von erhobenen Qualitätskennzahlen. Dadurch entsteht öffentlicher Druck auf die Netzbetreiber, deren Versorgungszuverlässigkeit unter dem Durchschnittsniveau liegt (indirekte Maßnahmen des Regulierers)¹³³. Abbildung 4.8 fasst die grundsätzlichen Instrumente der Qualitätsregulierung zusammen.

Als diffizilster Ansatz erweist sich die Definition wohlfahrtsoptimaler Strafzahlungen und Bonifikationen. Das Instrument soll den volkswirtschaftlichen Nutzen einer unterbrechungsfreien Versorgung mit Elektrizität bestmöglich in das Gewinnmaximierungskalkül der Unternehmen einbinden und auf diese Weise die Bedingungen für ein soziales Optimum an Qualität internalisieren. Dieses Optimum wird aus ökonomischer Sicht erreicht, wenn der Grenznutzen einer Qualitätsverbesserung den Grenzkosten der korrespondierenden Maßnahmen entspricht¹³⁴. Abbildung 4.9 veranschaulicht dieses Modell.

Die Definition finanzieller Anreize setzt die Ermittlung der volkswirtschaftlichen Kosten einer Versorgungsunterbrechung voraus, die sich je nach Kundengruppe (Haushalt, Gewerbe, Industrie) stark unterscheiden. Die hierfür grundsätzlich anwendbaren Methoden lassen sich grob in drei Gruppen unterteilen.

Die erste Gruppe umfasst sog. *Blackout-Studien*, hier erfolgt nach dem Auftreten einer Störung eine Analyse der tatsächlich verursachten Kosten. Dazu werden die aufgetretenen Effekte zusammengestellt und monetär bewertet. Ein Vorteil dieser Studien ist, dass sie auf realen Auswirkungen und nicht auf hypothetischen Szenarien beruhen, allerdings lassen sie sich nur bedingt verallgemeinern.

Die zweite Gruppe beinhaltet *makroökonomische Ansätze*, denen die Annahme eines funktionalen Zusammenhangs zwischen Wertschöpfung und Energieverbrauch zu Grunde liegt. Derartige Studien sind vergleichsweise einfach durchzuführen, jedoch basieren sie häufig auf starken Vereinfachungen.

Die letzte Gruppe umfasst *Befragungen*, die entweder auf die Ermittlung der Zahlungsbereitschaft (*willingness to pay*) durch *kontingente Bewertungsmethoden* oder *Choice Modelling Methoden* zielen oder die Feststellung der direkten Unterbrechungskosten (*direct costs*) bezwecken. Für die Ermittlung der Zahlungsbereitschaft mit *kontingenten Bewertungsmethoden* werden Kunden befragt, wie viel sie für die Veränderung der Qualität eines

¹³³Vgl. Meinzenbach (2007), S. 234-235.

¹³⁴Vgl. Bliem (2007), S. 41.

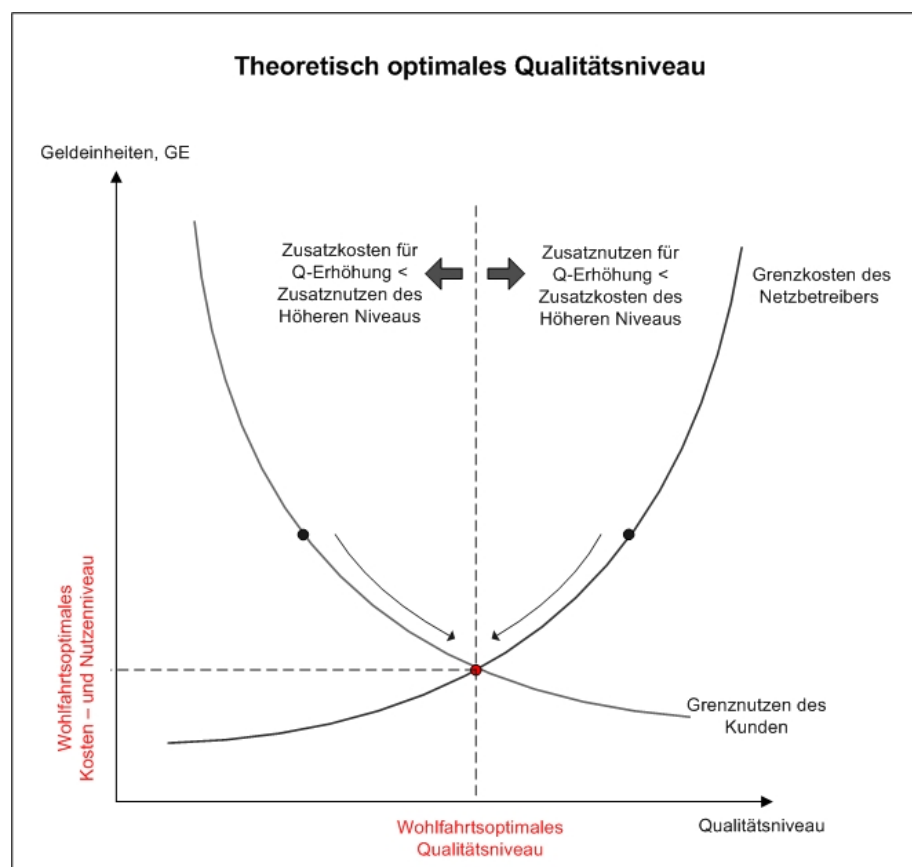


Abbildung 4.9.: Wohlfahrtsoptimales Qualitätsniveau

Gutes zu zahlen bereit sind bzw. wie hoch eine Kompensation sein muss, wenn die Qualität sinkt. Unter dem Begriff *Choice Modelling Methoden* werden Bewertungsverfahren zusammengefasst, die sich aus der *Conjoint Analyse* entwickelt haben. Hier werden dem Befragten verschiedene Szenarien vorgelegt, die er je nach Methode ordnen oder bewerten soll oder zwischen denen er wählen kann. Für die Feststellung der direkten Kosten werden verschiedene Schadenskategorien genannt, denen der Befragte einen monetären Wert zuordnen soll¹³⁵. Ein Nachteil all dieser Methoden ist, dass sie letztlich auf subjektiven Einschätzungen basieren¹³⁶, zudem setzen die kognitiven Fähigkeiten der Befragten den Verfahren Grenzen.

Einen Überblick über Studien zur Ermittlung der volkswirtschaftlichen Kosten von Versorgungsunterbrechungen von 1948 bis zum Jahr 2004 gibt z.B. Ajodhia (2005).

Ermittelt werden die spezifischen Kosten k eines Durchschnittskunden je kWh oder je ausgefallener Minute ($\frac{\text{Euro}}{\text{kWh}}$ bzw. $\frac{\text{Euro}}{\text{min}}$). In den Regulierungsmodellen werden anhand dieser Werte Änderungen der angebotenen Versorgungsqualität mit den durchschnittlichen volkswirtschaftlichen Kosten bzw. der Zahlungsbereitschaft monetär gewichtet, um die genehmigten Erlöse der regulierten Unternehmen demgemäß zu justieren. Dazu wird entweder der Gesamtenergieverbrauch W_{gesamt} je Jahr a in einem Netzgebiet oder die Anzahl der angeschlossenen Kunden C_{gesamt} respektive mit den spezifischen Kosten je kWh oder den Kosten je Minute multipliziert. Es resultiert in beiden Fällen der bewertete Gesamtenergieverbrauch je Minute bzw. Stunde. Die Pönale bzw. die Bonifikation Q folgt, indem für eine Qualitätskennzahl, z.B. SAIDI, die Abweichung zur Referenz ermittelt und monetär bewertet wird (vgl. Formeln 4.15 bis 4.17).

$$Q = \Delta SAIDI \left[\frac{h}{a} \right] \cdot \frac{W_{\text{gesamt}} [\text{kWh}]}{8760 \left[\frac{h}{a} \right]} \cdot k \left[\frac{\text{Euro}}{\text{kWh}} \right] \quad (4.15)$$

$$Q = \Delta SAIDI \left[\frac{\text{min}}{a} \right] \cdot C_{\text{gesamt}} \cdot k \left[\frac{\text{Euro}}{\text{min}} \right] \quad (4.16)$$

$$\Delta SAIDI = SAIDI_{\text{soll}} - SAIDI_{\text{ist}} \quad (4.17)$$

So werden, zumindest theoretisch, die regulierten Unternehmen das Qualitätsniveau entsprechend ihrer Grenzkosten erhöhen oder verringern und das Wohlfahrtsoptimum wird sich herausbilden¹³⁷. Sappington (2005) beschreibt den Prozess wie folgt:

¹³⁵Vgl. Merz (2008), S. 14-20.

¹³⁶Vgl. Bothe/ Riechmann (2008), S. 34.

¹³⁷Vgl. Bliem (2007), S. 43.

„By specifying service quality targets and associated penalties and bonuses, a regulator can induce the regulated firm to employ its superior cost information to achieve desirable levels of service quality at minimum cost. If the bonus and penalties presented to the firm closely approximate the marginal benefit and costs to consumers of increases and decreases in quality, the profit-maximizing regulated firm will expand quality to the point where the marginal benefit of additional quality to consumers equals the firm's marginal cost of increasing quality.¹³⁸“

Abbildung 4.10 zeigt beispielhaft das Prinzip der Bonus-Malus Ermittlung.



Abbildung 4.10.: Ermittlung des Malus bzw. der Bonifikation

Das Anreizschema wird i.d.R. mittels eines so genannten *Q-Faktors* in die Regulierungsformel eingebunden, der für eine angebotene Qualität über dem Referenzniveau positiv ist und vice versa. Dieses Vorgehen eröffnet zwei grundlegende Fragestellungen: Wo soll das Referenzniveau liegen und wie soll sich dieses im Zeitverlauf entwickeln? Insofern das Qua-

¹³⁸Sappington (2005), S. 134.

litätsniveau der regulierten Unternehmen adäquat ist, empfiehlt Alexander (1996) die unternehmensspezifischen historischen Daten als Basiswert. Wenn eine Änderung der Qualität angestrebt wird, kann das Niveau in anderen Regionen oder Ländern als Referenz dienen. Schließlich besteht die Möglichkeit der Verhandlung¹³⁹. Da der festgelegte Referenzwert i.d.R. nicht mit dem Wohlfahrtsoptimum zusammenfällt, spricht sich Ajodhia (2005) für eine regelmäßige Überprüfung und ggf. Anpassung aus. Auf diese Weise kann vermieden werden, dass Unternehmen fortwährend Pönalen zahlen oder Bonifikationen erhalten - ungeachtet der Tatsache, ob die angebotene Qualität dem Optimum entspricht¹⁴⁰.

Ein wichtiger Aspekt, der bei der Beurteilung einer Qualitätsregulierung beachtet werden muss, ist die Zeitspanne zwischen qualitätswirksamen Maßnahmen und deren Effekt (*Feedback-Time*, auch *Hysteresis Effekt*, vgl. Kapitel 2). Ist die Verzögerung ausreichend lang, besteht die Gefahr einer langfristigen Verschlechterung der Qualität trotz Qualitätsregulierung.

Deshalb weisen hybride Regulierungssysteme in der internationalen Praxis oft zusätzliche Mechanismen der Investitionsanreizung auf, die wichtigsten werden im folgenden Abschnitt dargestellt. Die konkrete Ausgestaltung der Qualitätsregulierung variiert in der Praxis, einen Überblick über international implementierte Methoden wird Teil 3 vorliegender Dissertation geben.

4.4.2. Kapitalkostenregulierung und Investitionsanreizung

Mechanismen der Investitionsanreizung können grundsätzlich in pauschalisierte Investitionszuschläge und gezielte Anreizverfahren differenziert werden. Pauschalisierte Zuschläge auf die Erlösobergrenze orientieren sich i.d.R. an den historischen Kapitalkosten des regulierten Unternehmens. Sie sind unabhängig vom spezifischen zukünftigen Investitionsbedarf und deshalb nicht unproblematisch, insofern dieser zeitlich nicht konstant ist sondern Zyklen beschreibt. Oftmals überschreitet die optimale Nutzungsdauer der Anlagen den Abschreibungszeitraum, so dass ihr Buchwert zum Zeitpunkt der Ersatzinvestition Null ist. Deshalb ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass regulierte Unternehmen, die aufgrund ihres Investitionszyklus einen zunehmenden Investitionsbedarf haben, relativ geringe Zuschläge zugestanden bekommen und vice versa.

Gezielte Zugeständnisse für Erweiterungsinvestitionen sind zum einen Investitionsbudgets, die vom Regulierer zweckgebunden genehmigt werden, z.B. für den Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen. International gibt es zudem Budgets für Modernisierungsinvestitionen.

¹³⁹Vgl. Alexander (1996), S. 50.

¹⁴⁰Vgl. Ajodhia (2005), S. 92.

Weiterhin werden so genannte Menüs, welche RoR- und Anreizregulierung kombinieren, eingesetzt, um gezielte Anreize für effiziente Investitionen zu setzen. Crew und Kleindorfer (1996) zeigen ein Menü, das unterschiedlich hohen Effizienzfaktoren eine spezifische angemessene Rendite zuteilt. Ausgehend von einer Basisverzinsung wird dem Unternehmen ein gewisser Anteil an Zusatzrenditen zugestanden, wenn es ihm gelingt, seine Kosten über das vorgegebene, durch den X-Faktor determinierte Maß, hinaus zu senken. Je höher der gewählte Effizienzfaktor, desto höher der Anteil an Zusatzrenditen, der einbehalten werden darf. Ein Effizienzfaktor von Null und ein Anteil an Zusatzrenditen von Null entsprechen einer RoR-Regulierung, umgekehrt kommt ein relativ hoher Effizienzfaktor bei vollständigem Zugeständnis der Zusatzrendite einer Preis- oder Erlösobergrenzenregulierung gleich. Die Parameter des Menüs sollen so gewählt werden, dass jede Option mit der gleichen Wohlfahrt verbunden ist. Unternehmen mit einem relativ hohen Investitionsbedarf und geringem Kostensenkungspotenzial werden bei ihrer Wahl zur RoR-Regulierung tendieren, umgekehrt ist für Unternehmen mit eher geringem Investitionsbedarf und hohem Kostensenkungspotenzial eine stärker anreizbasierte Option vorteilhaft. Crew und Kleindorfer betonen allerdings, dass ein solches Konzept ebenfalls mit der Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und Unternehmen konfrontiert ist, so ist unter anderem das Design des Menüs anspruchsvoll¹⁴¹. In Großbritannien wurde ein solches Menü (in diesem Kontext auch *Sliding Scale Mechanismus*) für die Anreizung effizienter Investitionen im Verteilnetzbereich implementiert.

4.5. Methoden zur Bestimmung der produktiven Effizienz

Bei der Beschreibung der Regulierungskonzepte wurde deutlich, dass die Abschätzung der relativen Effizienzwerte und der damit verbundenen Effizienzsteigerungspotenziale der Unternehmen ein wesentliches Instrument jeder Erlös- und Preisobergrenzenregulierung ist. Dem wird i.d.R. mittels eines individuellen Effizienzfaktors Rechnung getragen und den relativ ineffizienten Netzbetreibern eine größere Produktivitätsverbesserung abverlangt. Dabei ist es Aufgabe des Regulierers, die Effizienz der Unternehmen ex ante zu quantifizieren.

Allgemein wurde die Effizienz über die Fähigkeit eines Unternehmens definiert, einen größtmöglichen Output bei gegebener Inputmenge zu produzieren oder umgekehrt - vorausgesetzt, Input und Output werden korrekt gemessen. Die theoretische Herleitung hat z.B. Farrel (1957) sehr gut veranschaulicht. Er spricht bei einer Evaluierung der eingesetzten im Vergleich zur produzierten Menge von technischer Effizienz. Abbildung 4.11 zeigt dieses Prinzip für eine gegebene Produktionsmenge, wenn zwei Inputfaktoren benötigt werden. Die Kurve SS' repräsentiert die Isoquante der Einsatzfaktorkombinationen eines effizienten Unternehmens, demnach ist z.B. Q eine 100 % effiziente Einsatzmenge für den gegebenen

¹⁴¹Vgl. Crew/ Kleindorfer (1996), S. 220/221.

Output. Ein vergleichbares Unternehmen produziert die gleiche Menge unter Einsatz einer größeren Menge an Inputfaktoren, dies charakterisiert der Punkt P . Seine technische Effizienz ist kleiner als 100 %, da es den gleichen Output mit dem geringeren Input des Unternehmens Q produzieren könnte; der Effizienzwert definiert sich über das Verhältnis von OQ zu OP . Werden die monetär bewerteten Einsatzfaktormengen zu Grunde gelegt, resultiert die Preiseffizienz. Im Diagramm bezeichnet die Gerade AA' das Preisverhältnis der beiden Inputfaktoren x_1 und x_2 . Das Unternehmen Q' ist in dieser Darstellung sowohl zu 100 % technisch als auch zu 100 % preiseffizient¹⁴².

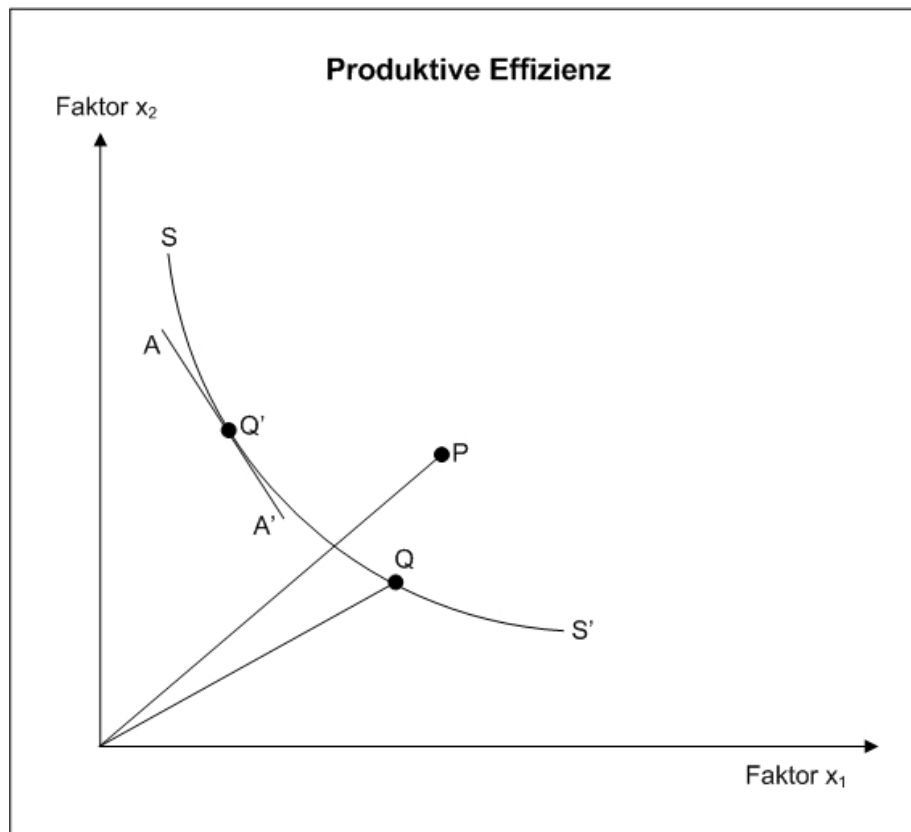


Abbildung 4.11.: Ermittlung der produktiven Effizienz, angelehnt an Farrell (1957)

Die Messung der Effizienz setzt voraus, dass die effiziente Produktionsfunktion bekannt ist, welche einen funktionalen Zusammenhang zwischen Input und Output beschreibt und somit eine Aussage darüber trifft, wie das Produktionsergebnis von den eingesetzten Faktoren abhängt. Dies ist in der Praxis i.d.R. nicht der Fall. Ihre Schätzung ist demnach der erste entscheidende Ansatzpunkt der Effizienzmessung. Grundsätzlich kann dies auf zweierlei Weise erfolgen: Entweder wird eine Funktion ingenieurwissenschaftlich ermittelt oder empirisch anhand der besten, praktisch erreichten Effizienz geschätzt. Beide Ansätze werden international für die Regulierung von Verteilnetzbetreibern verfolgt. Ersterer führt

¹⁴²Vgl. Farrell (1957), S. 254f.

zum Einsatz von sog. Referenznetzen, der zweite zu parametrischen Methoden und zur Data Envelopment Analysis (DEA) als nicht-parametrische Methode der Effizienzschtzung. Diese Methoden werden folgend dargestellt, anschließend wird die Rolle eines zusätzlichen generellen Effizienzwertes beschrieben.

4.5.1. Benchmarking - Methoden zur Ermittlung des Effizienzwertes

Die parametrischen Verfahren zur Schätzung der individuellen, relativen Effizienz der regulierten Unternehmen basieren auf Annahmen zur Produktionsfunktion; ihre exakte Form wird mittels regressionsanalytischer Methoden aus beobachteten Daten geschätzt. Zu den Regressionsanalysen zählen die

- Kleinste-Fehlerquadrate-Methode (Ordinary Least Squares, OLS);
- Korrigierte Kleinste-Fehlerquadrate-Methode (Corrected Ordinary Least Squares, COLS);
- Modifizierte Kleinste-Fehlerquadrate-Methode (Modified Ordinary Least Squares, MOLS)
- sowie die Stochastic Frontier Analysis (SFA).

Während die OLS die Effizienzgrenze auf Basis der durchschnittlichen Produktionsfunktion schätzt, wird diese bei der COLS zum besten Unternehmen (Frontier-Unternehmen) parallel-verschoben. Die MOLS setzt einen Erwartungswert für das Residuenmittel voraus, so dass die Regressionsgerade im Vergleich zur COLS weniger weit verschoben wird¹⁴³.

Bei der SFA wird schließlich unterstellt, dass Ineffizienzen vom Störterm unterschieden werden können, so soll das sog. Datenrauschen aus den Effizienzwerten herausgefiltert werden. Dazu wird die Abweichung von der Effizienzgrenze wie in Abbildung 4.12 in zwei Teile gegliedert: Ineffizienzen und zufällige, normalverteilte, nicht beeinflussbare Veränderungen der Effizienzgrenze. Ohne Berücksichtigung des zufälligen Einflusses folgten zu hohe, nicht erfüllbare Effizienzvorgaben für die Netzbetreiber¹⁴⁴. Neben dem Vorteil, stochastische Abweichungen von „wahren“ Ineffizienzen zu separieren, ist die SFA relativ robust gegen Datenausreißer. Allerdings bedarf es einer Reihe von Annahmen bezüglich des Zusammenhangs zwischen Input und Output sowie zur Verteilung des Fehlerterms¹⁴⁵.

Im Gegensatz zu den regressionsanalytischen Methoden ist die DEA (Data Envelopment Analysis) das am häufigsten verwendete nicht-parametrische, deterministische Modell. Die DEA definiert die Effizienzgrenze über eine Linearkombination der (relativ) effizientesten

¹⁴³Vgl. Hense/ Stronzik (2005), S. 1 sowie Kumbhakar/ Lovell (2000), S. 70f.

¹⁴⁴Vgl. Sturrock (1957), S. 285.

¹⁴⁵Vgl. Bundesnetzagentur (2006), S. 183, Randnummer 867ff.

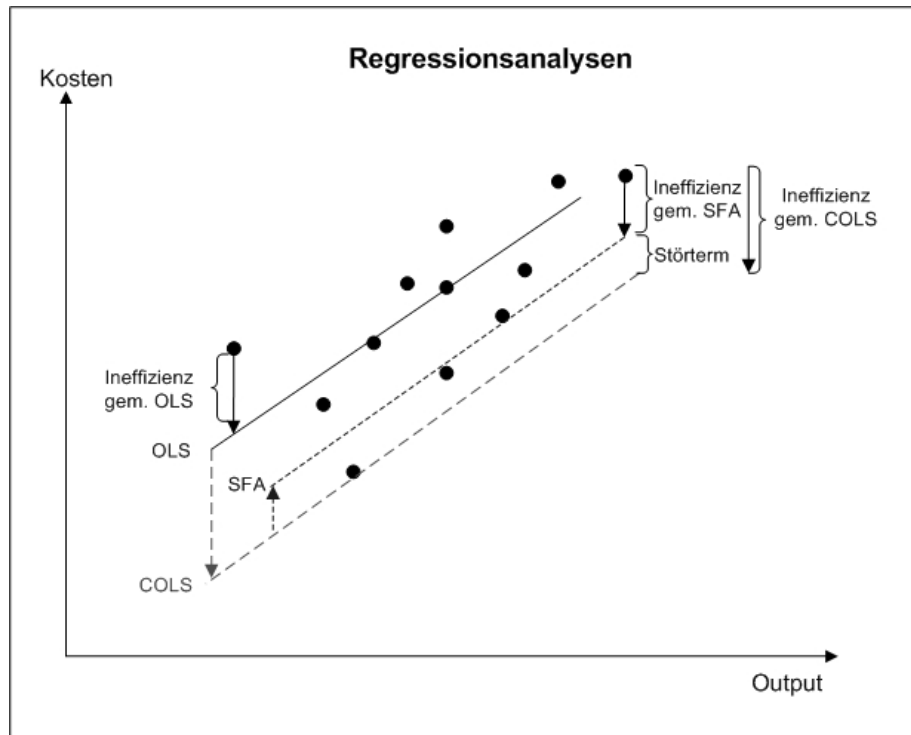


Abbildung 4.12.: Regressionsanalysen

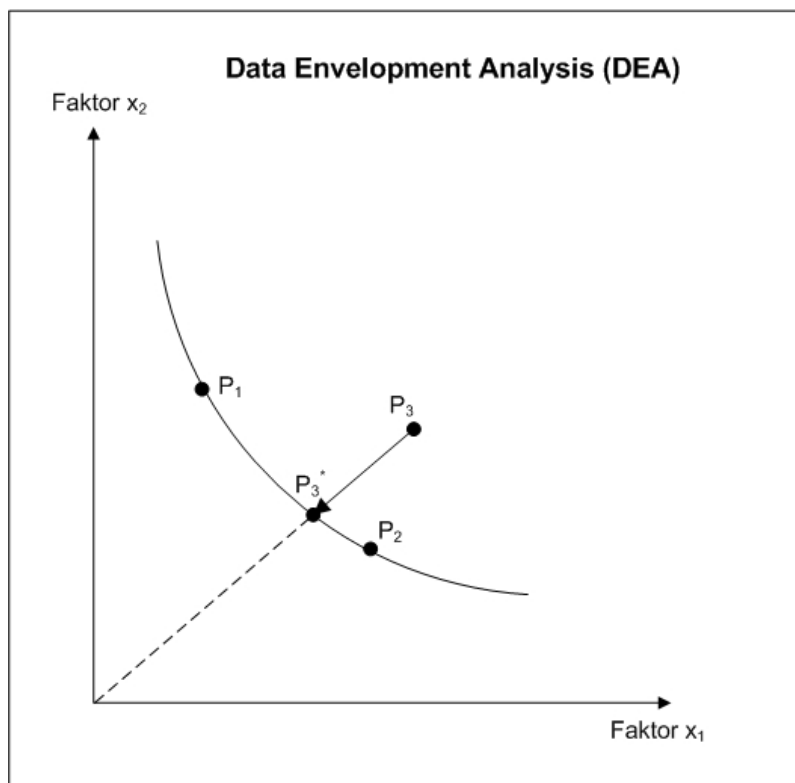


Abbildung 4.13.: Data Envelopment Analysis (DEA), angelehnt an Charnes et al. (1978)

Unternehmen in der Stichprobe mit Hilfe der linearen Programmierung. Konkret wird eine Isoquante der effizienten Produktionsfunktion berechnet, das heißt die Orte effizienter Inputfaktorkombinationen zur Erzeugung einer gegebenen Outputmenge¹⁴⁶. Abbildung 4.13 verdeutlicht das Prinzip. Hier produzieren Unternehmen P_1 und P_2 effizient, während P_3 den gleichen Output mit geringerem Einsatz an Inputfaktoren produzieren könnte. Sein effizientes Schattenunternehmen (auch Peer Unternehmen) ist mit P_3^* markiert, diese hat

- die gleiche technische Effizienz wie Unternehmen P_1 und P_2 und
- das gleiche Inputpreisverhältnis wie Unternehmen P_3 , da es auf seiner Ursprungsgeraden liegt.

P_3^* dient als direkter Vergleichsmaßstab für P_3 , der Abstand von P_3 zu P_3^* gegenüber dem Abstand von P_3^* zum Ursprung ist Maß für die Höhe der relativen Ineffizienzen¹⁴⁷. Ein großer Vorteil der DEA ist, dass sie bereits bei einer geringen Anzahl an Vergleichsunternehmen eingesetzt werden kann und eine hohe Flexibilität bei der Berücksichtigung struktureller Besonderheiten besitzt. Als Nachteil ist eine hohe Empfindlichkeit gegen Datenfehler zu nennen¹⁴⁸.

Eine erste große Herausforderung bei der Effizienzschatzung anhand der genannten Methoden ist die Vergleichbarkeit der verwendeten Parameter. Dies betrifft insbesondere die Kapitalkosten. Ihre Höhe hängt nicht allein von der Effizienz des Netzbetreibers ab, sondern darüber hinaus von der Altersstruktur der Anlagen, der Abschreibungsmethoden und der Aktivierungspraxis, so dass die Gefahr besteht, die Effizienz von Netzbetreibern mit relativ jungen Betriebsmitteln zu unterschätzen und umgekehrt.

Doch selbst unter der Annahme, dass die verwendeten Parameter vergleichbar sind, birgt die Schätzung der Effizienz mit den regressionsanalytischen Methoden bzw. der DEA eine Reihe von Schwierigkeiten. Zum ersten ist eine Verwendung aller Kostentreiber bei den Regressionsanalysen aufgrund von Multikollinearitäten nicht möglich, da dies die Ergebnisse verzerren würde. Durch das Aussparen einzelner Kostentreiber wird jedoch möglicherweise die Versorgungsaufgabe einzelner Unternehmen unzulänglich beschrieben und ihre Effizienz unterschätzt¹⁴⁹. Allerdings ist eine hohe Korrelation von Strukturparametern jedoch eher die Regel als eine Ausnahme, da zum Beispiel große Netzgebiete meist mit langen Kabelstrecken und Freileitungen und einer Vielzahl an Anschlusspunkten verbunden sind. So wurden für die Regulierungsperiode ab 2009 im Effizienzvergleich der BNetzA 34 Strukturparameter auf Multikollinearität getestet, von diesen wiesen nur drei einen Varianz-Inflations-Faktor

¹⁴⁶Vgl. Aigner et al. (1977), S. 21 und Charnes et al. (1978), S. 430-434.

¹⁴⁷Vgl. Charnes et al. (1978), S. 435-437.

¹⁴⁸Vgl. Sahueza/ Rudnick (2004), S. 920.

¹⁴⁹Vgl. Schober/ Weber (2006), S. 10.

(VIF) kleiner 10 auf. Ein VIF größer 10 ist ein übliches Indiz für eine hohe Multikollinearität. Dies führt zu verzerrten und teilweise sogar negativen Koeffizienten: Aufgrund der Korrelationen werden einige Einflüsse zu hoch geschätzt und dafür andere Parameter unterschätzt, so dass der Gesamteinfluss möglichst richtig geschätzt wird¹⁵⁰. Auch wenn diese Verzerrungen sich so im Mittel aufheben, werden die individuellen Ergebnisse verfälscht. Deshalb ist die Eignung regressionsanalytischer Methoden für die Ermittlung individueller Effizienzwerte begrenzt und es muss davon ausgegangen werden, dass die individuellen Effizienzwerte der Unternehmen teilweise unter- und teilweise überschätzt werden. Zwar bestehen diese Probleme in der DEA nicht, allerdings sinkt die Aussagekraft dieser nicht-parametrischen Methode mit einer zunehmenden Anzahl an Parametern, so dass auch hier die Anzahl möglicher Eingangsparameter begrenzt ist. Zudem reagieren die Ergebnisse der DEA empfindlicher auf Ausreißer.

Bei der SFA bestehen neben der Wahl der Input- und Output-Parametern eine Reihe weiterer Freiheitsgrade bezüglich der mathematischen Kostenfunktion (z.B. linear, Cobb-Douglas oder Translog) und der Verteilung der statistischen Fehler und der Ineffizienzen (z.B. Normalverteilung, Halbnormalverteilung). Die konkrete Konzeption des Modells beeinflusst wiederum die individuellen Effizienzwerte, so dass insgesamt nur die Aussage getroffen werden kann, dass die Ineffizienzen mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit innerhalb eines Konfidenzintervalls liegen. Da die SFA robuster gegen Ausreißer ist als die DEA, besteht kein Grund zur Annahme, dass die DEA genauere individuelle Effizienzwerte liefert¹⁵¹.

Aufgrund der genannten Kritikpunkte ist die Eignung der Benchmarkingmethoden – obwohl sie seit langem zum Beispiel für die Ermittlung der durchschnittlichen Effizienz eingesetzt werden – fragwürdig.

4.5.2. Referenznetze für die Effizienzbestimmung

Eine grundsätzlich andere Methode zur Bestimmung der unternehmensindividuellen Effizienz ist der Einsatz von Referenznetzen. Ziel der Anwendung dieses Netzplanungsinstrumentes ist es, eine langfristig optimale Netzstruktur zu ermitteln, die anschließend als objektiver Bewertungsmaßstab für den Effizienzvergleich eingesetzt werden kann¹⁵². Verwendet werden Referenznetze z.B. für die Regulierung der Verteilnetzbetreiber in Schweden, Spanien und Chile.

¹⁵⁰Vgl. Agrell et al. (2008), S. 23 und 115/16.

¹⁵¹Vgl. Jensen/ Oberländer/ Stiens/ Wolfram (2008), S. 28-32.

¹⁵²Vgl. Tao (2007a), S. 83.

Mit Referenznetzen wird unabhängig von den bestehenden Strukturen die optimale, langfristig anzustrebende Netzstruktur als Zielnetz berechnet (*Grüne-Wiese-Ansatz*)¹⁵³. Mit neuen Verfahren und größeren Rechnerkapazitäten steht dieses Instrument heute auch für Mittelspannungsnetze zur Verfügung. Den Stand der Wissenschaft spiegeln die von Tao und Paulun entwickelten Verfahren wider¹⁵⁴. Die Ausführungen in dieser Arbeit beziehen sich auf das Verfahren der Grundsatzplanung von Tao, dessen Prinzip folgend erläutert wird.

Das Optimierungsproblem der Netzplanung weist Analogien zum klassischen Transportproblem im Bereich des Operations Research auf (vgl. Tabelle 4.1). Zielgröße sind die Gesamtkosten des Netzes, die unter Berücksichtigung der anlagenspezifischen Nutzungsdauern und Kostensätzen, den Parametern der Versorgungsaufgabe, den konkreten Randbedingungen (z.B. der (n-1)-Redundanz) und unter einer bestimmten Anzahl von Freiheitsgraden (vom Netzbetreiber bestimmbare Faktoren, z.B. die Wahl der Netzstruktur) minimiert werden. Für die Suche des optimalen Netzes sind nur Kostenbestandteile relevant, die direkt vom jeweiligen Netzentwurf abhängen – oder anders herum: Kosten, die nicht unmittelbar anlagenbezogen sind, werden explizit nicht einbezogen¹⁵⁵. Unter der Annahme, dass der optimale Netzzustand zukünftig beibehalten wird, setzen sich demnach die langfristigen, jährlichen Kosten aus den Investitionsannuitäten, den Instandhaltungsannuitäten und den Kosten für den Ausgleich von Netzverlusten zusammen. Die Kosten für die Instandhaltung werden als Aufschlag auf die Investitionskosten, die Kosten der Verlustenergiebeschaffung als proportionaler Anteil an der übertragenen Leistung geschätzt¹⁵⁶.

Planungsgegenstand	Transportgut	Planungsziel	Randbedingungen
Transportproblem	Waren	Min. Routenlänge	Ladekapazität Rundfahrt Anlieferzeit
Planung Ringnetze	Elektrische Energie	Min. Netzkosten	Max. Strombelastung (n-1) Redundanz Spannungshaltung

Tabelle 4.1.: Analogien zw. Transportproblem und Netzplanung, Quelle: Tao (2007a), S. 34

Die Lösung des Optimierungsproblems erfolgt mit heuristischen Lösungsverfahren und „geschickten“ Suchstrategien, die den Lösungsraum einengen und auf diese Weise mit relativ geringer Rechenzeit Lösungen ermitteln, die nur geringfügig von der exakten Lösung ab-

¹⁵³Vgl. Paulun (2007a), S. 44.

¹⁵⁴Vgl. Tao (2007a) und Paulun (2007b).

¹⁵⁵Vgl. Tao (2007a), S. 9.

¹⁵⁶Vgl. Ebd., S. 9f.

weichen¹⁵⁷. Dazu wird in einem Eröffnungsverfahren eine Startlösung generiert, die zwar zulässig aber meist noch weit von der optimalen Lösung entfernt ist¹⁵⁸. Es schließt sich das Verbesserungsverfahren an, das einen iterativen Prozess beschreibt und im Gegensatz zum Eröffnungsverfahren stärkere heuristische Algorithmen nutzt, um Nachbarschaften aufzubauen¹⁵⁹. Dabei werden entweder Verbindungen zwischen den Netzknoten (Netzstationen) verändert (*kantenorientiert*) oder Netzknoten verschoben (*knotenorientiert*). Um die Gefahr zu mindern, in einem lokalen Optimum zu konvergieren, kombiniert Tao dazu zwei Algorithmen, die über die lokale Suche hinausgehen: die *Gesteuerte Lokale Suche* und die *Large Neighborhood Search*¹⁶⁰. Nach jedem Iterationsschritt werden die planungsrelevanten Randbedingungen geprüft, zuerst die unternehmensinternen Prämissen und anschließend die Lastflussrechnung und Kurzschlussstromberechnung. Wenn die Kosten in einem Minimum konvergieren und die Rahmenbedingungen eingehalten werden, folgt ein Vergleichsnetz.

Auf der Grundlage eines solchen Vergleichsnetzes eröffnen sich mehrere Möglichkeiten, die Effizienz eines Netzbetreibers zu schätzen. Es kann entweder ein absoluter Vergleich stattfinden oder ein relativer Vergleich. Der absolute Vergleich der tatsächlichen Kosten mit den Referenzkosten stellt höchste Anforderungen an das Berechnungsmodell. Wegen des damit verbundenen hohen Aufwandes und der einer Modellbildung immer zu Grunde liegenden Vereinfachungen wird ein absoluter Vergleich nicht als sachgerecht erachtet. Der relative Vergleich hingegen setzt die Kostenabweichungen zwischen tatsächlichen und Referenzkosten aller betrachteten Netzbetreiber ins Verhältnis zueinander. Der Netzbetreiber mit der geringsten Abweichung setzt den Effizienzmaßstab für die restlichen Unternehmen¹⁶¹.

Durch einen relativen Unternehmensvergleich können sich modellbedingte Fehler relativieren, allerdings bleiben Probleme in der Vergleichbarkeit aufgrund unterschiedlicher Altersstrukturen der Anlagen und unterschiedlicher Aktivierungspraktiken bestehen. Zudem ist der ingenieurwissenschaftliche Ansatz mit einem vergleichsweise hohen Aufwand verbunden. Ein weiterer Kritikpunkt ist, dass Referenznetze ausschließlich anlagenbezogene Kosten erfassen und z.B. administrative Gemeinkosten unbeachtet bleiben. Auf der anderen Seite sind Referenznetzanalysen sehr gut geeignet, die durch die Versorgungsaufgabe bedingten Kostenunterschiede zwischen Netzbetreibern zu erklären und zu quantifizieren. Ein weiterer Vorteil gegenüber den statistischen Verfahren ist die Möglichkeit, strukturell bedingte Qualitätskriterien (Unterbrechungshäufigkeit) mit Referenznetzen zu erfassen und

¹⁵⁷Vgl. Ebd. S. 40 und Paulun (2007b), S. 45 und 48.

¹⁵⁸Vgl. Tao (2007a), S. 37 und 73.

¹⁵⁹Vgl. Ebd., S. 38-40 und Paulun (2007b), S. 46f.

¹⁶⁰Vgl. Tao (2007a), S. 49f. und 51-53.

¹⁶¹Vgl. ARegV § 22, Abs. 2, Sätze 4 und 5.

für die Zielkosten zu berücksichtigen. Jedoch sind betriebsbedingte Auswirkungen (Unterbrechungsdauer) nur im Rahmen statistischer Methoden abbildbar.

Zusammenfassend sind Referenznetzanalysen zur Ermittlung der Effizienz regulierter Unternehmen nur bedingt geeignet. Allerdings eröffnen sich weitere potenzielle Anwendungsgebiete, unter anderem eine möglichst sachgerechte Bestimmung der notwendigen Kapitalbasis zur Festlegung von Investitionsbudgets. Eine Herausforderung für alle potenziellen Anwendungsfelder ist die Reduzierung des mit den Analysen verbundenen Aufwandes.

4.5.3. Ermittlung und Funktion des generellen Effizienzwertes

Während der individuelle Effizienzwert die Unternehmen zum vergleichbaren, besten Unternehmen der Branche in Bezug setzt, soll mit dem generellen Effizienzwert das Effizienzsteigerungspotenzial der Branche im Vergleich zur Gesamtwirtschaft erfasst werden. Ansatzpunkt für die Ermittlung des generellen Effizienzwertes ist die Forderung, dass die Outputpreise der regulierten Branche um die Erhöhung der Inputpreise wachsen müssen, verringert um die Erhöhung der Branchenproduktivität. So wird in einem ersten Schritt die Erlösobergrenze jährlich um den VPI korrigiert. Dieser betrifft allerdings zum einen die Outputpreise und nicht die Inputpreise und zum anderen die Gesamtwirtschaft und nicht die regulierte Branche¹⁶². Da zum einen nicht ausgeschlossen werden kann, dass die Inputpreise der regulierten Branche mit einer anderen Rate wachsen als das allgemeine Preisniveau und zum anderen die Netzbetreiber ein von den anderen Industrien der Volkswirtschaft abweichendes Produktivitätssteigerungspotenzial besitzen können, ist eine Korrektur erforderlich. Diese soll der generelle Effizienzfaktor leisten, der demnach so zu definieren ist, dass er die Produktivitätsänderung der Branche abzüglich der Produktivitätsänderung der Gesamtwirtschaft (Produktivitätsdifferential) zuzüglich der Differenz der Inputpreise der Gesamtwirtschaft und der Branche (Inputpreisdifferential) beschreibt¹⁶³. Dabei ist eine angemessene Festsetzung des generellen X-Faktors von hoher Bedeutung: Wird er zu niedrig gewählt, werden Kosteneinsparungen mittels Preissenkungen nur zeitverzögert an die Kunden weitergegeben. Auf der anderen Seite müssen die Vorgaben erreichbar und übertreffbar sein, um optimale Anreize zur Erhöhung der produktiven Effizienz zu setzen¹⁶⁴.

Für die Ermittlung des generellen Effizienzfaktors kommen die *Malmquist*- und die *Törnquist-TFP-Methode* in Frage. Der von Fisher definierte Törnquist-Index setzt eine gewichtete Outputmenge (z.B. versorgte Kunden und Spitzenlast) ins Verhältnis zur gewichteten Inputmenge (z.B. Kapitalkosten und Betriebskosten). Er gehört der Klasse der Indexzahlen

¹⁶²Vgl. Brunekreeft (2007), S. 35.

¹⁶³Zur theoretischen Herleitung vgl. z.B. Bernstein/ Sappington (1999).

¹⁶⁴Vgl. Hensel/ Stronzik (2005), S. 5-7.

(Price Index Numbers, PINs und Quantity Index Numbers QINs). Demgegenüber sind für den Malmquist Index unternehmensspezifische Daten erforderlich. Die Berechnungsweisen beider Methoden sind theoretisch fundiert und unbestritten¹⁶⁵, trotzdem zeigen sich Schwierigkeiten in der praktischen Umsetzung, die hier abschließend skizziert werden.

Die Ermittlung des Malmquist Index ist oftmals aufgrund fehlender unternehmensspezifischer Daten bei Einführung eines anreizbasierten Regulierungssystems nicht möglich. Im Gegensatz dazu kann der Törnquist Index auf Basis hoch aggregierter, sektorspezifischer Daten ermittelt werden¹⁶⁶. Problematisch ist hier allerdings zum einen die Sensitivität bezüglich der Eingangsdaten und der Betrachtungsperiode (*Stützintervall*). Zum anderen können die Zukunft betreffende Aussagen nur eingeschränkt aus Vergangenheitswerten abgeleitet werden. Besonders kritisch sind auftretende Systembrüche, veränderte Technologietrends und Einmaleffekte. So dienen die genauen Berechnungen des generellen X-Faktors oft nur als Unterstützung in den Verhandlungen zwischen Unternehmen und Regulierern. Praktisch greifen Regulierer z.T. auch auf internationale Vergleiche zurück, um den generellen Effizienzwert zu bestimmen. Diese Methode ist zwar relativ einfach umzusetzen, jedoch sind die Branchen verschiedener Länder aufgrund unterschiedlicher institutioneller Rahmen und Entwicklungen nur beschränkt vergleichbar. Zudem besteht die Gefahr eines Zirkelschlusses, wenn Regulierer sich gegenseitig zitieren¹⁶⁷.

¹⁶⁵Vgl. dazu z.B. Hensel/ Stronzik (2005), S. 11-18 und zum Törnquist Index vgl. CEPA (2003).

¹⁶⁶Vgl. Hensel/ Stronzik (2005), S. 45.

¹⁶⁷Vgl. Brunekreeft (2007), S. 36.

5. Zusammenfassung des ersten Teils

Ziel des ersten Teils war es, die für die vorliegende Dissertation wichtigen, allgemeinen theoretischen Grundlagen zu legen, untergliedert in ein rechtliches, ein technisches, ein allgemeines wirtschaftliches und ein regulierungsökonomisches Kapitel.

Die Entwicklung des ordnungspolitischen Rahmens in Deutschland wie im gesamten Raum der EU hat in den vergangenen 15 Jahren deutlich an Dynamik gewonnen. In Deutschland wurde in 2009 eine Erlösobergrenzenregulierung für den Verteilnetzbereich eingeführt. Einen Überblick über die Entwicklung bis 2009 gab Kapitel 1. Es stellt sich die interessante Frage, wie sich das Regulierungssystem in Zukunft entwickeln wird. Ziel vorliegender Dissertation ist es, hierfür Anhaltspunkte zu gewinnen und mögliche Szenarien zu bewerten.

Eine wichtige Voraussetzung für eine solche Analyse ist ein grundlegendes Verständnis der technischen und physikalischen Besonderheiten elektrischer Verteilnetze. Kapitel 2 verdeutlicht wesentliche Charakteristika der Branche, die auf Unterschiede in der Regulierung der Verteilnetze im Vergleich zu anderen regulierten Industrien führten. Dies betrifft zum Beispiel die Qualität der Stromversorgung, die sowohl durch die Unterbrechungsdauer als auch durch die Unterbrechungshäufigkeit determiniert wird. Erstere kann kurz- und mittelfristig durch organisatorische Maßnahmen beeinflusst werden, letztere nur langfristig mittels Investitionen. Allerdings stellen sich sowohl Verbesserungen als auch Verschlechterungen der Unterbrechungshäufigkeit nur zeitverzögert ein, das heißt Maßnahmen und ihr Nutzen fallen zeitlich auseinander. In Folge ist die Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und Unternehmen relativ hoch. Darüber hinaus kann es irreführend sein, von der kurzfristigen auf die langfristige Qualitätsentwicklung zu schließen. Insgesamt ist die Qualität innerhalb eines Gebietes nur sehr begrenzt differenzierbar und der Status Quo hängt vom technischen Gesamtkonzept, dem Alter des Anlagenparks und von der Art der eingesetzten Betriebsmittel und Werkstoffe ab. Weitere entscheidende Rahmenbedingungen sind die faktische Nicht-Speicherbarkeit und die Leitungsgebundenheit elektrischer Energie, welche zu einer engen Abhängigkeit zwischen Erzeugungs- und Nachfragestruktur und den Anforderungen an die Netze führen. Wandlungsprozesse in den angrenzenden Wertschöpfungsstufen sind deshalb nur möglich, wenn die verbindenden Netze adäquate Bedingungen bieten. Auch wenn heute noch nicht feststeht, wie die Energiesysteme der Zukunft aussehen werden, ist

zu betonen, dass die Regulierung sowohl ein potenzieller Antrieb als auch eine Bremse für ihre Entwicklung sein kann.

Die technischen Rahmenbedingungen, z.B. die Tatsache, dass elektrische Energie physikalisch gesehen ein homogenes Gut ist und einem Verbraucher kein bestimmtes Kraftwerk zugeordnet werden kann, gelten nicht in gleicher Weise für die wirtschaftlichen Strukturen. Kapitel 3 gab einen Überblick über wichtige wirtschaftliche Aspekte der Branche. In dieser Betrachtungsweise gliedert sich die Wertschöpfungskette in die Erzeugung, den Transport und die Verteilung sowie den Vertrieb elektrischer Energie. Der Großhandel bzw. die Strombörsen erfüllen zudem eine intermediäre Aufgabe, indem sie die Übereinstimmung von Erzeugung und Verbrauch gewährleisten und Informationen bezüglich der Marktpreise generieren. In der disaggregierten Perspektive sind die Verteilnetze ein wesentliches Bindeglied. Nur wenn allen Marktteilnehmern ein diskriminierungsfreier Zugang zu den Netzen gewährt wird, ist Wettbewerb auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen möglich. Darüber hinaus ist elektrische Energie ein essentielles Gut, welches in vielen Anwendungen nicht oder nur schwer substituierbar ist. Deshalb zählt die effiziente und preisgünstige Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu den ausgesprochenen Zielen des Gesetzgebers. Bei der Durchsetzung seiner Vorgaben setzt die Struktur der Branche bereits Rahmenbedingungen: 2008 waren in Deutschland 883 Verteilnetzbetreiber aktiv, weit mehr als im europäischen Durchschnitt. Dies erschwert individuelle Analysen, ermöglicht aber im Prinzip Methoden, die mit einer geringeren Anzahl unmöglich wären, z.B. im Benchmarking.

Das 4. Kapitel widmete sich schließlich den regulierungsökonomischen Grundlagen. Zuerst wurde der Regulierungsbedarf begründet, indem gezeigt wurde, dass elektrische Verteilnetze die Eigenschaften eines monopolistischen Bottlenecks erfüllen. Dies führt direkt zu zwei Typen von Marktbeeinträchtigung: eine Tendenz zu ökonomischen Ineffizienzen und die Gefahr, dass der Monopolist seine Marktmacht auf angrenzende Wertschöpfungsstufen ausdehnt. Die Dissertation fokussiert sich auf erstere, so wurden auf dieser Grundlage vier wichtige Regulierungsziele definiert:

1. effiziente Preissignale und die Vermeidung monopolbedingter Renten;
2. effiziente Produktionskosten und die Vermeidung von X-Ineffizienzen;
3. effiziente Outputmengen und ausreichende Anreize für Investitionen und Innovationen;
4. effiziente Qualität und Produktvielfalt.

Bei der Umsetzung dieser Ziele unterliegt der Regulierer jedoch mindestens dreierlei Beschränkungen. So darf er erstens die Wirtschaftlichkeit (effizienter) Unternehmen nicht

gefährden, zweitens stehen ihm nur unvollständige Informationen zur Verfügung und drittens gibt es administrative und politische Beschränkungen. Für die Verfolgung der Regulierungsziele steht eine Reihe von Regulierungsansätzen zur Verfügung, die allesamt mit unterschiedlichen Stärken und Schwächen behaftet sind. Vorgestellt wurden kostenorientierte und anreizbasierte Konzepte. Zu den kostenbasierten Ansätzen zählen ROR und Cost-Plus Regulierung, mit denen auf der einen Seite monopolbedingte Renten relativ einfach begrenzt, unvorhersehbare Kostenänderungen einbezogen und nicht ökonomische Ziele integriert werden können - ohne dass Anreize entstehen, die Qualität zu mindern. Auf der anderen Seite entstehen theoretisch Fehlanreize für ineffizient hohe Kapitalkosten und gleichzeitig keine Anreize, die produktive Effizienz zu verbessern. Außerdem hat der Regulierer einen relativ hohen Informationsbedarf. Die Kritikpunkte motivierten die Entwicklung von Anreizregulierungssystemen und hier vor allem die Implementierung von Cap-Verfahren oder der sog. Yardstick Regulierung. Diese Verfahren teilen nicht die negativen Aspekte kostenbasierter Ansätze, haben aber andere Nachteile. Dazu gehören die Entkopplung der Preise von der angebotenen Qualität und potenziell starke Schwierigkeiten bei der Einhaltung des regulatorischen Kommitments, was das damit verbundene Risiko erhöht. Die Notwendigkeit von Kostenprüfungen, wenn auch in größeren Abständen, und die Tatsache, dass die regulatorischen Vorgaben strukturelle Unterschiede zwischen den Unternehmen bzw. ihren Versorgungsgebieten sachgerecht berücksichtigen müssen, schmälern den Vorteil geringerer benötigter Informationen. In der Praxis werden die vorgestellten Konzepte i.d.R. mit weiteren methodischen Elementen ergänzt, eine große Rolle spielen hier die Qualitätsregulierung und Verfahren der separaten Kapitalkostenregulierung und Investitionsanreizung. Darüber hinaus können die Effizienzvorgaben als wichtiges Element von Anreizregulierungssystemen auf unterschiedliche Weise geschätzt werden. Grundsätzlich sind regressionsanalytische Methoden sowie die DEA von Referenznetzen als ingenieurwissenschaftliche Methode zu unterscheiden. Zudem bestehen Freiheiten bei der Definition von Input und Output sowie bei der methodischen Konkretisierung. Die Analysen im letzten Abschnitt des 4. Kapitels zeigen, dass eine exakte Ermittlung der Effizienz unmöglich ist - auch die sophisticatedesten Methoden bleiben Schätzungen.

Der 1. Teil beantwortet die Fragen, warum und unter welchen Nebenbedingungen der Netzbereich reguliert wird und welche Konzepte und Instrumente zur Verfügung stehen. Eine wichtige Quintessenz ist, dass eine perfekte Regulierung unmöglich ist und der Markt immer nur näherungsweise beschrieben werden kann. Deshalb ist es unrealistisch anzunehmen, dass die Regulierungsziele vollständig erreicht werden können. Bewertungen und Empfehlungen für ein zukünftiges Regulierungssystem in Deutschland müssen den Zielen deshalb Prioritäten beimessen und dürfen das Kosten-Nutzen-Verhältnis nicht vernachlässigen. Der zweite Teil baut auf diesen Erkenntnissen auf und umfasst eine theoretische Analyse der Wirkung von Regulierungssystemen auf das Verhalten der Unternehmen. Der Schwerpunkt

liegt auf Wechselwirkungen mit Investitionsentscheidungen.

Teil II.

Theoretische Bewertung des Einflusses der Regulierung auf Investitionen und die Versorgungsqualität

Nachdem im ersten Teil der Dissertation die Grundlagen der Verteilnetzregulierung präsentiert wurden, fokussiert sich der zweite Teil auf theoretische Erklärungsansätze bezüglich des Einflusses von Anreizregulierungssystemen auf Investitionen und auf die Versorgungsqualität. Es ist erstaunlich, dass trotz der Vielzahl an Literatur insbesondere der langfristige Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit in großen Teilen immer noch einer „Black-Box“ gleicht. Ein Überblick über die allgemeinen theoretischen und empirischen Ansätze spiegelt dies wider. Im Gegensatz dazu können einzelne Einflüsse sehr gut erklärt und verstanden werden. Das ist notwendig, um ihren Gesamteffekt zu verstehen, allerdings ist es erforderlich, die Interdependenzen und Stärke der Teileffekte tiefergehend zu untersuchen. Darüber hinaus sind Schwierigkeiten in der empirischen Forschung auf die technischen Besonderheiten und insbesondere auf den in Teil 1 dargestellten Hysterese-Effekt sowie die resultierende Informationsasymmetrie zurückzuführen. In diesem Kapitel werden Antworten auf folgende Fragen gegeben:

1. Welche Erklärungsansätze für die Wirkung der Regulierung auf das Unternehmensverhalten können gefunden werden?
2. Kann weiterer Forschungsbedarf identifiziert werden?
3. Welche Hypothesen ergeben sich für folgende empirische Untersuchungen?

Der Teil kombiniert die Präsentation bestehender Ansätze mit eigenen Modellen, um zu einem möglichst umfassenden Bild zu gelangen. Dazu wird zuerst die Frage gestellt, ob Forschungsbedarf besteht, und die inhaltliche Struktur des zweiten Teils erklärt. Es folgt eine Systematisierung von Investitionstypen, bevor der Einfluss einer Erlösobergrenzenregulierung auf die Vorteilhaftigkeit von Investitionen untersucht wird. Eine Analyse des Einflusses von Unsicherheit auf Investitionsentscheidungen ergänzt die Grundlage, auf welcher Handlungsspielräume der Unternehmen und Hypothesen für die empirischen Untersuchungen des dritten und vierten Teils hergeleitet werden.

6. Forschungsbedarf und Struktur der Analysen

Nachdem die grundlegenden Mechanismen der Anreizregulierung präsentiert wurden, ist es Ziel des zweiten Teils, die Wirkung der Regulierung auf unternehmerisches Verhalten genauer zu untersuchen. Besonderes Augenmerk wird dabei dem Investitionsverhalten und den Effekten auf die Versorgungsqualität gewidmet. Dieses Thema ist allerdings nicht neu: Annahmen zum Einfluss von Preis- und Erlösobergrenzen auf die angebotene Qualität regulierter Unternehmen werden in der Literatur bereits weit vor der Implementierung des ersten Price-Cap Systems diskutiert. In der frühen Literatur stehen mögliche negative Effekte im Fokus, so schreibt z.B. Spence (1975).

„It has certainly been appreciated that simple price constraints may cause quality to be set well below optimal levels.¹⁶⁸“

Bis heute hat die Thematik nicht an Aktualität verloren. Dies liegt auch daran, dass noch nicht alle Effekte von Anreizregulierungssystemen auf das Investitionsverhalten von Unternehmen geklärt sind — weder empirisch noch theoretisch. So konstatiert Kidokoro (2002), dass die bisherigen Untersuchungen ein theoretisches Modell zur Erklärung der Effekte auf die Versorgungsqualität beim Übergang auf eine Price-Cap Regulierung missen lassen. Zudem seien die empirischen Belege widersprüchlich. Tatsächlich besteht in der Literatur keinesfalls eine einheitliche Meinung darüber, dass anreizbasierte Regulierungssysteme zu Unterinvestitionen führen. Beispielsweise schlussfolgern Kridel, Sappington und Weismann in ihrer Review von 1996 sowie Oftel (2000), dass die Einführung einer Price-Cap Regulierung im Telekommunikationsbereich in den USA und in Großbritannien keine negativen Effekte auf die angebotene Qualität hatte. Pollitt (2000) stellt für Großbritannien gleiches fest:

„The message from UK privatisation of utilities is that well regulated companies have no difficulty in efficiently financing their investments.¹⁶⁹“

¹⁶⁸Spence (1975), S. 429, vergleiche zur Thematik auch White (1972) und Sheshinski (1976).

¹⁶⁹Pollitt (2000), S. 7.

Allerdings betont er den positiven Einfluss der separaten Genehmigung mittelfristiger Investitionspläne. Anders argumentieren Booz Allen Hamilton (1996) am Beispiel des britischen Unternehmens Railtrack, die auf einen Unterschied in der kurz- und langfristigen Qualitätsentwicklung und auf eine Tendenz zur kurzfristigen, reaktiven Optimierung aufgrund der Regulierung hinweisen:

„Generally, Railtrack’s physical activity in renewing assets has been below expectations. (...) Railtrack appears to have focused its investment efforts on assets likely to generate performance improvements in the short run, such as the renewal of rail, rather than investments of long-term drivers of performance and quality, such as ballast renewal. Although performance outputs have been maintained, there has been some (temporary) decline in asset quality and an increased risk of deteriorating long-term asset condition. (...) Railtrack was expected to invest in network development and enhancement to the extent that it could secure an appropriate financial return. The structure of incentives facing Railtrack has led it to be reactive to schemes proposed by others rather than entrepreneurial.¹⁷⁰“

Eine nach Investitionstypen differenzierte Untersuchung liefert z.B. Kidokoro (2002), indem er seine Studie in investitionsgetriebene (investment-related) und durch Arbeitsaufwand (effort-related) dominierte qualitätsrelevante Maßnahmen gliedert. Er kommt zu dem Ergebnis, dass hier unterschiedliche Einflüsse bestehen und deshalb eine Bewertung nur in Abhängigkeit von der regulierten Branche getroffen werden kann:

„In the case of investment-related service quality, the regulatory shift to price cap regulation lowers the delivered level of service quality. The total social surplus is higher under a hybrid form of price cap and cost-of-service regulation than under pure price-cap regulation. On the contrary, in the case of effort-related service quality, the regulatory shift to price-cap regulation upgrades the level of service quality. (...) We need a thorough economic analysis of the regulated industry under study to determine which dimensions of service quality are lowered by price cap regulation and whether or not the shift to price cap regulation improves welfare.¹⁷¹“

Einen etwas anderen Ansatz wählen Armstrong und Sappington (2006), indem sie in ihrer Bewertung zwischen Rationalisierungsinvestitionen und Investitionen in die Infrastruktur unterscheiden. Sie gelangen zu dem Schluss, dass eine Preisobergrenzenregulierung Rationalisierungsinvestitionen begünstigt, jedoch begrenzte Anreize für Investitionen setzt, die

¹⁷⁰Booz Allen Hamilton (1999), S. 26.

¹⁷¹Kidokoro (2002), S. 141f.

erst langfristig Nutzen bringen. Deshalb empfehlen sie, bei der Wahl zwischen Anreiz- und RoR-Regulierung zu bedenken, welcher der beiden Investitionstypen eine höhere Bedeutung in der spezifischen Branche besitzt:

„Regulatory investment can affect infrastructure investment differently than it affects innovative effort and investment designed to reduce operating costs. To illustrate this point, first consider rate of return regulation, which promises a fair return on prudently incurred investment. When expropriation can be avoided, such a promise can deliver strong incentives for infrastructure investment. In contrast, because it requires revenues to track costs closely, rate of return regulation (like other kinds of cost plus regulation) typically provides limited incentives for innovation and cost reduction. Now consider price cap regulation, which typically permits revenues to diverge from realized costs for a specific period of time (e.g. four years) but does not promise specific long-term returns on investment. Although such a policy can provide substantial incentive for short-term innovation and cost reduction, it may provide limited incentives for long-term infrastructure investment. Therefore, the choice between rate of return regulation and price cap regulation will depend in part on the type of investment that is most important to secure. In settings, where the top priority is to induce the regulated firm to employ its existing infrastructure more efficiently, price cap regulation may be preferable. In contrast, in settings where it is important to reverse a history of chronic underinvestment in key infrastructure, rate of return regulation may be preferable.¹⁷²“

Früher stellte Sappington (2003) fest, dass auf Basis der ökonomischen Theorie keine eindeutigen Vorhersagen getroffen werden können und empirische Untersuchungen erforderlich sind, um weitere Schlüsse zu ziehen. In seiner Review von 2003 vergleicht er bestehende Untersuchungen zu den Effekten von Anreizregulierungssystemen auf die Qualität der Telekommunikationsbranche in den USA. Diese gelangen nicht nur zu uneindeutigen Schlüssen, sondern können meist auch keine signifikanten Zusammenhänge zwischen Regulierung und Qualitätsentwicklung feststellen.

Eine ökonometrische Analyse zum Einfluss der Anreizregulierung auf den Elektrizitätsmarkt liefert Ter-Martirosyan (2003). Sie untersucht die Veränderungen der Unterbrechungsdauer und -häufigkeit auf Basis von Paneldaten von 79 Versorgungsunternehmen aus 23 Staaten der USA. Ihre Analysen bestätigen die Hypothese, dass die Implementierung einer Anreizregulierung negativ auf die Versorgungsqualität (steigende Dauer und Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen) wirkt. Die Integration von Qualitätsstandards in die Regulierung

¹⁷²Armstrong/ Sappington (2006), S. 340f.

reduziert die Störungsdauer signifikant, die Kombination aus Anreizregulierung und Qualitätsregulierung führt nach ihren Schätzungen insgesamt zu einer Verbesserung der Qualität bezüglich der Störungsdauer. Allerdings kann auch sie keine signifikanten Einflussfaktoren für die Störungshäufigkeit identifizieren.

Aus den genannten Beispielen und Untersuchungen, welche sicherlich nicht erschöpfend sind, können wichtige Lehren für weiterführende Analysen gezogen werden:

- Bevor die Wirkung der Regulierung auf Investitionsentscheidungen untersucht wird, bedarf es der Klarstellung, über welche Art von Investition gesprochen wird. Deshalb werden im folgenden Kapitel die für die Analysen relevanten Investitionstypen systematisiert.
- Weiterhin kann nicht der Einfluss „der Regulierung“ Gegenstand der Studien sein, vielmehr muss der Einfluss spezifischer Faktoren differenziert betrachtet werden. Die sich anschließenden Kapitel geben deshalb einen differenzierten Überblick zu den theoretischen Einflussfaktoren auf Investitionsentscheidungen.
- Neben den formalen Regeln ist zu beachten, dass das Verhalten der regulierten Unternehmen wesentlich von der Stabilität der Rahmenbedingungen und der Einhaltung des regulatorischen Kommitments abhängen¹⁷³.
- Schließlich sind die Wirkungen der Regulierung auf die Versorgungsqualität zeitlich in kurz- und mittelfristige sowie langfristige Effekte abzugrenzen.

Forschungsbedarf besteht sowohl auf theoretischer als auch auf empirischer Basis. Teil 2 umfasst die theoretischen Analysen — bereits bekannte und eigene Studien, während Teil 3 und 4 die Empirie umfassen. Abbildung 6.1 veranschaulicht die Struktur der Theorie.

Demgemäß umfasst die erste Gruppe Faktoren, die die Verzinsung des eingesetzten Kapitals tangieren. Am Modell einer reinen Erlösobergrenzenregulierung wird gezeigt, wie die regulatorisch anerkannte Verzinsung, der Zeitpunkt der Kostenprüfung und Effizienzfaktoren die Vorteilhaftigkeit von Investitionen beeinflussen. Darauf aufbauend wird die Wirkung von Zusatzmechanismen wie eine separate Qualitätsregulierung diskutiert.

Die zweite Gruppe bezieht sich auf den Einfluss von Unsicherheit auf Investitionsentscheidungen, die vom Regulierungssystem bzw. Regulierer ausgeht. Im deutschen System wurde das regulatorische Risiko mit einem Wagniszuschlag berücksichtigt, dessen Herleitung einleitend erläutert wird. Um potenzielle Investitionshemmnisse zu verstehen, muss die Betrachtung aber erweitert werden, dazu wird das regulatorische Risiko in einem nächsten

¹⁷³Vgl. Von Hirschhausen/ Beckers/ Brenck (2004), S. 207.

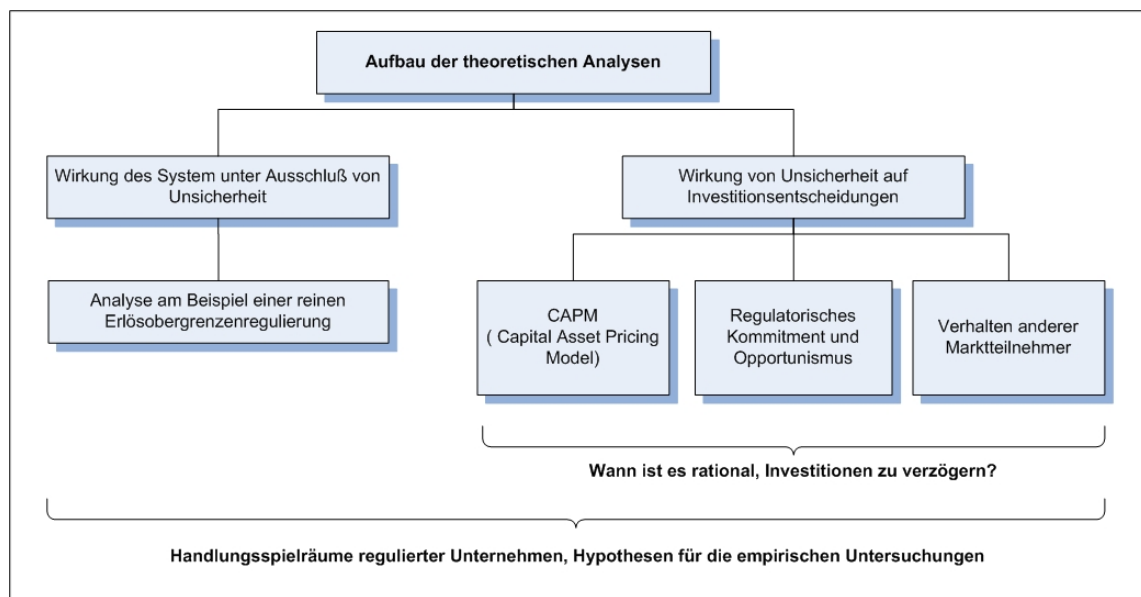


Abbildung 6.1.: Aufbau der theoretischen Analysen

Schritt systematisiert und die Wirkung differenziert untersucht. Unterschieden werden zwei Arten von Risikofaktoren:

1. Unsicherheit bezüglich des regulatorischen Kommitments (Hold-Up Problem) sowie
2. Unsicherheit bezüglich des Verhaltens der anderen Marktteilnehmer.

Abschließend wird die Option, Investitionen zu verzögern, diskutiert. Der zweite Teil schließt mit einer Betrachtung der Handlungsspielräume regulierter Unternehmen und mit korrespondierenden Hypothesen. Das impliziert mögliche Fallstricke der Regulierung.

7. Systematisierung von Investitionstypen

Als Investition wird hier die autonome Anschaffung eines Gutes oder Güterverbundes verstanden. Sie ist durch eine Anschaffungszahlung (Investitionsbetrag) und folgende Ein- und Auszahlungen charakterisiert, die aus der Nutzung bzw. aus dem späteren Verkauf des Objekts stammen¹⁷⁴. Folgend werden verschiedene Typen von Investitionen systematisiert.

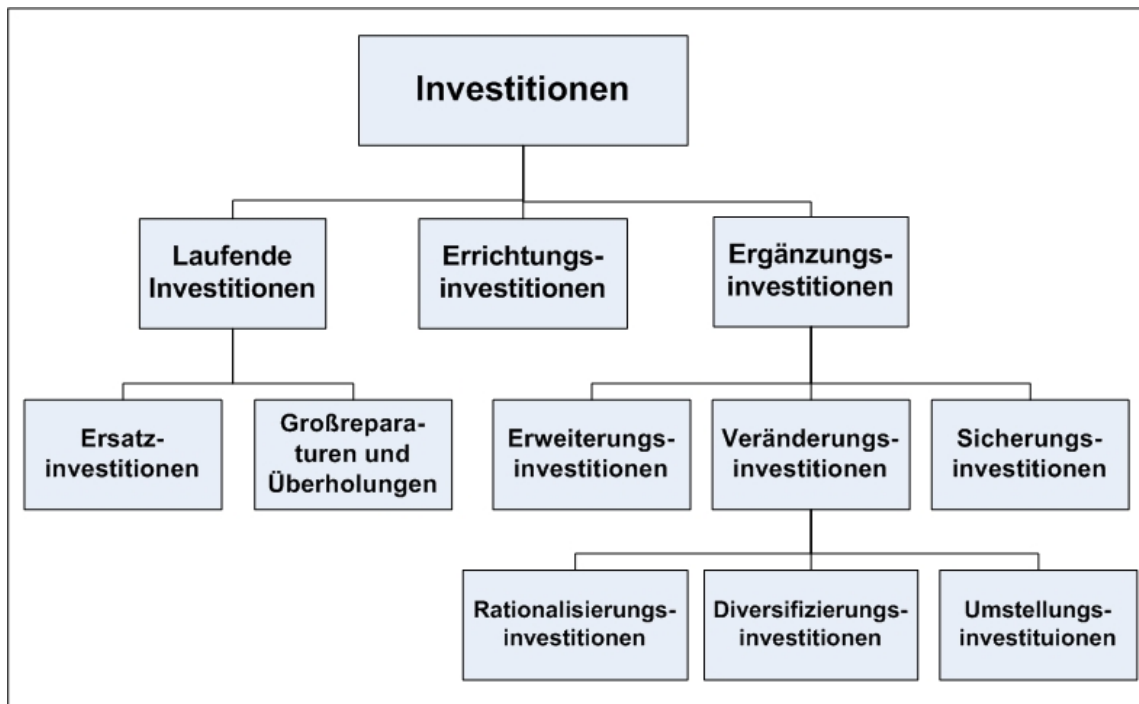


Abbildung 7.1.: Systematisierung von Investitionstypen, Quelle: Schwinn/ Südkamp (1996), S. 1001

Abbildung 7.1 zeigt verschiedene Investitionsarten, systematisiert nach ihrem Investitionsanlass. Errichtungsinvestitionen dienen dem Aufbau des Betriebs. Laufende Investitionen beziehen sich auf die Erneuerung und Reparatur bestehender Anlagen, wobei mit Ersatzinvestitionen der Ersatz genutzter, durch physisch identische neue Anlagen gemeint ist. Erweiterungsinvestitionen, Veränderungsinvestitionen und Sicherungsinvestitionen bilden die

¹⁷⁴Vgl. Schwinn/ Südkamp (1996), S. 999.

Gruppe der Ergänzungsinvestitionen. Während Erweiterungsinvestitionen vorrangig aufgrund der Bedienung einer höheren Nachfrage erforderlich sind, sollen Sicherungsinvestitionen z.B. in die Rohstoffversorgung den Erhalt der Unternehmung gewährleisten. Veränderungsinvestitionen zielen auf eine Kostensenkung (Rationalisierungsinvestition), Produkthanpassung (Umstellungsinvestition) oder auf die Bereitstellung zusätzlicher Produkte (Diversifizierungsinvestition)¹⁷⁵.

Im Kontext der Verteilnetzregulierung werden für verschiedene Investitionstypen i.d.R. unterschiedliche Instrumente eingesetzt. So werden in Deutschland Erweiterungsinvestitionen über einen so genannten Erweiterungsfaktor berücksichtigt, während insbesondere für Ersatzinvestitionen ein pauschalierter Investitionszuschlag implementiert wurde. Gegenstand der folgenden Ausführungen sind Ersatzinvestitionen. Der Investitionszeitpunkt kann in diesem Fall vom Netzbetreiber maximal bis zum Ausfall der Anlage hinausgezögert werden.

Allerdings ist eine exakte definitorische Abgrenzung zwischen den Investitionstypen in der Praxis sehr schwierig. So kann mit dem Ersatz einer Anlage eine Erweiterung erfolgen und aufgrund des technischen Fortschritts die Wahl auf eine andere Technologie fallen. Deshalb wird der Begriff Ersatzinvestition hier weiter definiert:

Ersatzinvestitionen dienen vorrangig dem Ersatz genutzter Anlagen. Dies umfasst insbesondere den vorbeugenden Ersatz, um ungeplante Störungen in der Stromversorgung zu vermindern. Findet bei der Gelegenheit eine Erweiterung oder Umstellung statt, zählt die Investition trotzdem zu den Ersatzinvestitionen, wenn der Ersatz aufgrund des technischen Zustandes der alten Anlage vorrangiges Ziel war.

Ein weiteres wichtiges Charakteristikum ist die Irreversibilität, welches bei Verteilnetzen auf einen großen Anteil der Investitionen zutrifft. Merkmal irreversibler Investitionen ist, dass sie bei einem Wegfall der verursachenden Entscheidungsgrundlage zu Verlusten führen - die Kosten versinken¹⁷⁶. Versunkene Kosten und Irreversibilitäten sind (nur) bei Ungewissheit entscheidungsrelevant, denn sie implizieren ein Verlustrisiko¹⁷⁷. Mit der Investitionsentscheidung wird die Obergrenze der potenziell versunkenen Kosten festgelegt, ex post sind versunkene Kosten entscheidungsirrelevant¹⁷⁸.

¹⁷⁵Vgl. Ebd., S. 1001.

¹⁷⁶Vgl. Groß-Schuler (2001), S. 1.

¹⁷⁷Vgl. Ebd., S. 20.

¹⁷⁸Vgl. Ebd., S. 66-67.

8. Einfluss des Regulierungskonzeptes auf die Vorteilhaftigkeit von Investitionen

Investitionshemmnisse sind ein wichtiger Diskussionspunkt im Kontext von Anreizregulierungssystemen. Offenbar ist das Kalkül der Unternehmen hier ein anderes als in einer Rate of Return bzw. einer Cost-Plus Regulierung. Ursächlich ist zum einen der Einfluss des konkreten Regulierungskonzeptes auf die Vorteilhaftigkeit von Investitionsprojekten, zum anderen die Bewertung des Regulierungsrisikos. Dieser Abschnitt betrifft den ersten der beiden Aspekte und es sollen auf Grundlage einer deterministischen Analyse die folgenden Punkte geklärt werden:

1. Wie beeinflusst eine Erlösobergrenzenregulierung im Detail die Vorteilhaftigkeit von Investitionen und welche Effekte treten auf?
2. Wie stark sind diese Effekte jeweils?
3. Wann ist es vorteilhaft, eine Investition zu verzögern?

Um die Effekte klar herauszustellen, handelt es sich bei den Untersuchungen um eine ceteris paribus Betrachtung auf Projektebene. Den Analysen liegt eine marginale Investition von einer Geldeinheit (GE) zu Grunde. Da die Ergebnisse unabhängig von der Höhe der Investition sind, gelten sie analog für Investitionen jeglicher Größenordnung. Als Entscheidungskriterium, ob es rational ist, eine Investition zu tätigen, dient der Interne Zinsfuß. Die Methode wird einleitend genauer beschrieben.

8.1. Entscheidungskriterium

Klassisches Entscheidungskriterium bei Investitionen ist die Höhe des Kapitalwertes (Net Present Value, NPV_0). Der Kapitalwert entspricht dem Barwert der Vermögensänderung, die die Investition bei gegebenem Kalkulationszinssatz bewirkt. Letzterer (q_k) repräsentiert dabei die geforderte Mindestverzinsung des Kapitals (Opportunitätskosten). Ist der Kapitalwert positiv, wird dieser Verzinsungsanspruch erfüllt und darüber hinaus noch ein

Geldvermögenszuwachs erwirtschaftet. Ist er negativ, sind die Finanzierungskosten nicht gedeckt und die Investition ist unvorteilhaft.

Mit einer Anschaffungszahlung I_0 zum Zeitpunkt $t = 0$, dem erwarteten Rückfluss pro Periode R_t , dem Zinssatz i mit $q = i + 1$ und dem Liquidationserlös L_n am Ende der Nutzungsdauer ist der NPV wie folgt definiert¹⁷⁹:

$$NPV_0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n R_t q^{-t} + L_n q^{-n} \quad (8.1)$$

Der Kalkulationszins, bei welchem der Kapitalwert einer Zahlungsreihe gleich Null ist, heißt interner Zinsfuß (i^*). Mit $q^* = 1 + i^*$ gilt:

$$-I_0 + \sum_{t=0}^n R_t q^{*-t} + L_n q^{*n} = 0 \quad (8.2)$$

Die Entscheidungsregel auf Basis des Internen Zinsfußes lautet demnach: Eine Investition ist vorteilhaft, wenn der Interne Zinsfuß mindestens dem Kalkulationszinssatz entspricht. Ist der Interne Zinsfuß geringer als der Kalkulationszinssatz, folgt ein negativer NPV — ist er höher, folgt ein positiver NPV . Mit dieser Regel führt der Interne Zinsfuß zu den gleichen Ergebnissen wie der Kapitalwert, insofern er eine stetig sinkende Funktion beschreibt¹⁸⁰.

Allerdings sind eine Reihe von Fallstricken zu beachten, wenn der Interne Zinsfuß zur Anwendung kommt: Wenn es mehr als einen Vorzeichenwechsel im Cashflow gibt, können mehrere Interne Zinsfüße resultieren. Zudem müssen die Ergebnisse vorsichtig interpretiert werden, wenn Investition, die sich gegenseitig ausschließende und eine unterschiedliche kalkulatorische Nutzungsdauer haben, miteinander verglichen werden. Bei Projekten mit unterschiedlicher Laufzeit muss außerdem beachtet werden, dass kurz- und langfristige Zinsen von unterschiedlicher Höhe sein können¹⁸¹. Diese Fehlerquellen werden für die folgenden Bewertungen ausgeschlossen.

¹⁷⁹Vgl. Schwinn (1996), S. 1016-1018.

¹⁸⁰Vgl. Brealey/ Myers (2000), S. 100f. und Hax (1979), S. 15-22.

¹⁸¹Vgl. Brealey/ Myers (2000), S. 114.

8.2. Allgemeine Annahmen

Folgende Analyse betrifft eine reine Erlösobergrenzenregulierung, Zusatzmechanismen wie Investitionsbudgets oder eine Qualitätsregulierung werden später diskutiert ¹⁸². Demnach sind die Erlöse innerhalb der Regulierungsperiode von den tatsächlichen Kosten entkoppelt und richten sich nach

- der allgemeinen Geldentwertung;
- der inflationsbereinigten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung;
- dem Produktivitätsfortschritt, den die Verteilnetzbranche darüber hinaus realisieren kann und
- dem individuellen Effizienzsteigerungspotenzial der Unternehmen.

Die Geldentwertung und die gesamtwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung werden über den Verbraucherpreisindex berücksichtigt. Der Produktivitätsfortschritt der Branche und das individuelle Effizienzsteigerungspotenzial gehen je Regulierungsperiode $j = 1, 2, \dots, J$ über den Effizienzfaktor (X-Faktor) in die Erlösobergrenze ein. Dieser ist entsprechend aus einem generellen (X_j^{gen}) und einem individuellen Faktor (X_j^{ind}) zusammengesetzt:

$$X_j := X_j^{gen} + X_j^{ind} \quad (8.3)$$

X_j^{gen} soll die tatsächlichen Verhältnisse der regulierten Branche widerspiegeln. Er gilt gleichermaßen für alle regulierten Unternehmen und zeigt an, um wie viel die Branche ihre Produktivität im Vergleich zur Gesamtwirtschaft zusätzlich steigern kann. Über den individuellen X-Faktor werden die darüber hinaus vorhandenen Effizienzsteigerungspotenziale einzelner Unternehmen im Vergleich zu den relativ effizientesten Unternehmen erfasst ¹⁸³.

So hängt die Erlösobergrenze ($E_{t,j}$) des Jahres t ($t = 1, 2, \dots, T$) in der Periode j ($j = 1, 2, \dots, J$) von der anfänglichen Erlösobergrenze (A_j), dem konkreten Jahr innerhalb der Regulierungsperiode \tilde{t} , vom Verbraucherpreisindex (VPI_t) und vom Effizienzfaktor (X_j) ab (vgl. Formel 8.4). Den Berechnungen werden gemäß den Vorgaben in Deutschland Regulierungsperioden von 5-jähriger Dauer zu Grunde gelegt, so dass \tilde{t} Werte von 0 bis 5 annimmt. Formal kann \tilde{t} nach Formel 8.5 bestimmt werden.

$$E_{t,j} = A_j(1 + \tilde{t}(VPI_t - X_j)) \quad (8.4)$$

¹⁸²Vgl. Ballwieser (2008).

¹⁸³Vgl. Bundesnetzagentur (2006), S. 4f.

$$\tilde{t} = t - 5(j - 1) \quad (8.5)$$

Die anfängliche Erlösobergrenze (A_j) richtet sich nach den Kosten ($K_{\tilde{t}B}$), die das Unternehmen im relevanten Basisjahr (\tilde{t}^B) realisiert hat¹⁸⁴. Als Basisjahre werden diejenigen Jahre bezeichnet, deren Kosten in die Kostenprüfung eingehen. Beispielsweise soll in Deutschland jeweils zwei Jahre vor Beginn einer neuen Regulierungsperiode eine Kostenprüfung durchgeführt werden, um zu einem Wert für die anfängliche Erlösobergrenze der neuen Periode zu gelangen: Im Jahr 2007 wurde die für 2009 relevante Kostenprüfung durchgeführt. Sie fand auf Basis der Kosten von 2006 statt. Dieses Vorgehen führt zu einem Zeitverzug von drei Jahren zwischen Basisjahr und Beginn der neuen Regulierungsperiode. Da für die Berechnungen in diesem Kapitel Änderungen der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten oder ähnliches nicht relevant sind, kann zur Vereinfachung die anfängliche Erlösobergrenze A_j mit den Kosten im Basisjahr $K_{\tilde{t}B}$ gleichgesetzt werden. Per Definition gilt hier also:

$$A_j = K_{\tilde{t}B} \quad (8.6)$$

Untersucht wird die Verzinsung eines Investitionsprojektes, wenn Änderungen der Kapitalkosten keine Rückwirkung auf zukünftige individuelle Effizienzvorgaben haben. Mit dieser Annahme bleibt aufgrund der Investition die relative Position bzw. Effizienz des Unternehmens im Vergleich zu den übrigen Unternehmen der Branche unverändert. In der Regulierungspraxis haben Investitionen in drei Fällen keine direkte Rückwirkung auf den individuellen X-Faktor:

1. Die Regulierungsbehörde sieht von individuellen Vorgaben ab und setzt nur einen generellen Effizienzfaktor fest, zum Beispiel im Rahmen einer Yardstickregulierung.
2. Der Effizienzvergleich erfolgt nur auf Basis der Betriebskosten.
3. Die Kapitalkosten werden für den Effizienzvergleich so genormt, dass Anlagen unabhängig davon, ob sie bereits abgeschrieben sind, zu Standardkosten in das Benchmarking eingehen. In diesem Fall würden bei einer Ersatzinvestition fiktive Kosten durch reale Kosten ersetzt und der Effizienzwert bliebe unverändert.

¹⁸⁴Betrachtet werden nur beeinflussbare Kosten. Dazu zählen Betriebs- und Kapitalkosten, nicht beeinflussbar sind z.B. Konzessionsabgaben. Relevant für die Erlösobergrenze sind die Buchwerte.

8.3. Definition der relevanten Größen

Neben den Variablen der Regulierungsformel — VPI und X-Faktor — hat die regulatorische Bewertung von Investitionen einen maßgeblichen Einfluss auf ihre Vorteilhaftigkeit. Folgend werden die relevanten Annahmen verdeutlicht.

Verlauf und Höhe des Effizienzfaktors (X_j)

Typisch für anreizbasierte Regulierungssysteme ist, dass der Effizienzfaktor für jede Periode neu festgelegt wird und innerhalb der Perioden konstant ist. Dem Modell liegt zusätzlich die Annahme zu Grunde, dass sich die branchen- und unternehmensspezifischen Effizienzsteigerungspotenziale im Lauf der Anreizregulierung erschöpfen. So nähert sich das Potenzial der Branche dem der Gesamtwirtschaft an und die relativ ineffizienten Unternehmen erreichen die Effizienzgrenze innerhalb der Branche. Deshalb nimmt der Effizienzfaktor in den Berechnungen kumuliert maximal 50 % an, anschließend wird der X-Faktor Null¹⁸⁵. Die Höhe für die obere Schranke richtet sich nach den Annahmen der Bundesnetzagentur:

In der ARegV ist der minimale individuelle Effizienzwert auf 60 % festgelegt, das heißt die unternehmensspezifische Ineffizienz ist maximal 40 %. Diese muss in den ersten beiden Regulierungsperioden vollständig abgebaut werden. Der generelle X-Faktor beläuft sich in diesem Zeitraum auf 13,75 %, so dass sich für die ersten zehn Jahre eine maximale Kostenreduktion von 53,75 % ergibt. Dem Modell wurde eine konservative Annahme von 50 % zu Grunde gelegt – das heißt der Interne Zinsfuß wird durch die Simulation eher überschätzt, da insgesamt höhere Effizienzvorgaben zu einer Absenkung des Internen Zinsfußes führen.

Für den Verlauf des Effizienzfaktors werden beispielhaft zwei Varianten festgelegt, um herauszustellen, wie sich die zeitliche Verteilung auf den Internen Zinsfuß auswirkt.

Variante 1 für den Verlauf X_j

In der ersten Variante beträgt X_j zu Beginn 3 % und sinkt dann jede Periode um 0,5 %. Dieser Verlauf spiegelt wider, dass das Effizienzsteigerungspotenzial der Unternehmen nachlässt. Der Regulierer erkennt dies und senkt die Vorgaben mit jeder Regulierungsperiode weiter ab. Y_j beschreibt als Hilfsvariable die Höhe des Effizienzfaktors je Regulierungsperiode j die sich ohne 50 %-Schranke entsprechend der Modellannahmen einstellen würde. Y_j^{kum} bildet darauf aufbauend die kumulierten Erlössenkungen aufgrund dieser Effizienzvorgaben ab, dabei werden Regulierungsperioden von 5-jähriger Dauer zu Grunde gelegt.

¹⁸⁵ Da periodenweise einheitliche Effizienzvorgaben gelten sollen, werden die letzten Einheiten für die Effizienzsteigerung auf die letzte verbleibende Periode gleichmäßig verteilt.

K symbolisiert die Zwischenperiode ($j = 1, \dots, K, \dots, J$), in welcher die Vorgaben die 50 %-Schranke überschreiten würden, hier definiert über $Y_K^{kum} > 50 \%$. Demnach ist $K - 1$ die letzte Regulierungsperiode, in welcher eine Effizienzvorgabe wirksam ist (vgl. Formeln 8.8 bis 8.10). Da die Effizienzvorgabe innerhalb einer Periode konstant sein soll, wird der Differenzbetrag (50 % abzüglich der kumulierten Effizienzvorgaben bis zur Periode K) in K gleichmäßig auf die verbleibenden fünf Jahre verteilt. Anschließend nimmt der X-Faktor den Wert Null an (vgl. Formeln 8.7) bis 8.10). Für den Effizienzfaktor folgt:

$$X_j = \begin{cases} 3 \% - 0,5 \% \cdot (j - 1) & \text{für } j < K \\ \frac{50 \% - 5 \sum_{i=1}^{K-1} X_i}{5} & \text{für } j = K \\ 0 & \text{für } j > K \end{cases} \quad (8.7)$$

Mit:

$$Y_j = 3 \% - 0,5 \% \cdot (j - 1) \quad \text{mit } j = 1, \dots, K, \dots, J \quad (8.8)$$

$$Y_j^{kum} = 5 \sum_{i=1}^j Y_i \quad (8.9)$$

$$Y_{K-1}^{kum} \leq 50 \% \quad \text{und} \quad Y_K^{kum} > 50 \% \quad (8.10)$$

Variante 2 für den Verlauf X_j

In der zweiten Variante setzt der Regulierer zuerst vorsichtig eine relativ niedrige Vorgabe in Höhe von 1,5 % fest. Er erkennt anschließend, dass sie zu gering war, sie steigt deshalb von der ersten zur zweiten Periode um 1,5 %. Daraufhin sinkt X_j jede Periode um 0,5 %. Die Anpassung bei Überschreitung der 50 %-Schranke wird analog zum ersten Verlauf gemäß Formeln 8.11 bis 8.14 einbezogen.

$$X_j = \begin{cases} 1,5 \% + 1,5 \% \cdot (j - 1) & \text{für } j \in [1, 2] \\ 3 \% - 0,5 \% \cdot (j - 2) & \text{für } j \notin [1, 2] \text{ und } j < K \\ \frac{50 \% - 5 \sum_{i=1}^{K-1} X_i}{5} & \text{für } j = K \\ 0 & \text{für } j > K \end{cases} \quad (8.11)$$

Mit:

$$Y_j = 3 \% - 0,5 \% \cdot (j - 2) \quad \text{mit } j = 3, \dots, K, \dots, J \quad (8.12)$$

$$Y_j^{kum} = 22,5 \% + 5 \sum_{i=1}^j Y_i \quad (8.13)$$

$$Y_{K-1}^{kum} \leq 50 \% \quad \text{und} \quad Y_K^{kum} > 50 \% \quad (8.14)$$

Verbraucherpreisindex *VPI*

Der Produktivitätsfortschritt der Gesamtwirtschaft und die Geldentwertung sind im VPI zusammengefasst. Es wird ein einheitlicher VPI von 2 % angenommen.

Regulatorische Bewertung von Investitionen

Die regulatorische Buchführung ist in Deutschland standardisiert und weicht in einigen Punkten von den Vorgaben des Handelsgesetzbuches (HGB) ab. Wichtig für vorliegende Analysen sind die kalkulatorischen jährlichen Kosten der Investition. Ihre Höhe richtet sich nach der Abschreibungsmethode, der Abschreibungsdauer und der genehmigten Verzinsung für das eingesetzte Kapital (regulatorischer Zins). Diese Punkte werden folgend erläutert.

Abschreibungsmethode und -dauer

Investitionen werden i.d.R. abgeschrieben, wobei Abschreibungen „Ausdruck für die Wertminderung der Vermögensteile sind.“¹⁸⁶ Die Wertminderungen werden jeweils einer Abrech-

¹⁸⁶Schwinn (1996), S. 75.

nungsperiode zugeschrieben. Hier sind die Abrechnungsperioden jeweils mit einem Kalenderjahr gleichzusetzen, hinsichtlich der Abschreibungsmethoden können folgende Varianten unterschieden werden:

1. lineare Abschreibung;
2. degressive Abschreibung;
3. progressive Abschreibung;
4. variable Abschreibung¹⁸⁷.

Gemäß den Vorgaben der StromNEV sind Investitionen linear abzuschreiben. Diese Methode liefert konstante jährliche Abschreibungsbeträge, während der Restbuchwert und somit die Zinslast linear abnimmt. Die jährlichen Kapitalkosten ($CAPEX_{t,j}(n)$) sind demgemäß in Abhängigkeit vom Jahr der Abschreibung n mit $n = 1, 2, \dots, N$ bei gegebener Abschreibungsdauer N , einem regulatorischen Zins r^* und einem standardisierten Investitionsvolumen $I = 1$ wie folgt zu definieren:

$$CAPEX_{t,j}(n) = \frac{1}{N} + r^* \left(1 - \frac{n}{N}\right) \quad \text{mit } n = 1, 2, \dots, 40 \quad (8.15)$$

Dabei bezeichnet $\frac{1}{N}$ den konstanten Abschreibungsbetrag und $1 - \frac{n}{N}$ den linear fallenden Restbuchwert. Anlage 1 der StromNEV legt die Abschreibungsdauer N für verschiedene Anlagentypen fest. Den Analysen wird eine Abschreibungsdauer von 40 Jahren ($N = 40$) zu Grunde gelegt. Die Höhe des regulatorischen Zinses r^* ist Gegenstand des nächsten Abschnitts.

Regulatorischer Zins r^*

Wie aus Gleichung 8.15 hervorgeht, richtet sich der Kapitalrückfluss für eine Investition nach den Vorgaben der Regulierungsbehörde für eine angemessene Verzinsung r^* . Dieser hat Einfluss auf den Internen Zinsfuß (i^*), ist mit ihm aber nicht identisch, da die Erlöse in den Regulierungsperioden von den Kosten entkoppelt sind, so ist r^* nur einer von vielen Einflussfaktoren.

Zudem müssen die Annahmen bezüglich der Kapitalverzinsung nicht mit dem Kalkül der Unternehmen übereinstimmen, vielmehr ist es wahrscheinlich, dass der tatsächliche kalkulatorische Zinssatz von r^* abweicht. Für eine abschließende Bewertung müsste der Interne

¹⁸⁷Vgl. Ebd., S. 77.

Zinsfuß mit den tatsächlichen Kapitalkosten verglichen werden. Da diese Werte nicht vorliegen, dienen hier die Annahmen der Bundesnetzagentur als Anhaltspunkt.

Demgemäß sind nach § 5 Absatz 2 StromNEV Fremdkapitalzinsen in ihrer tatsächlichen Höhe einzustellen, maximal jedoch 4,23 %, welche aus Sicht der Behörde den kapitalmarktüblichen Zinsen für vergleichbare Kreditaufnahmen entsprechen¹⁸⁸. Die Eigenkapitalverzinsung ergibt sich nach § 7 StromNEV aus dem Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten zuzüglich eines Zuschlags zur Abdeckung netzspezifischer unternehmerischer Wagnisse. Die Bundesnetzagentur hat am 8. Juli 2008 die Anerkennung eines Vorsteuerzinseszinses von maximal 9,29 % für Neuanlagen bekannt gegeben. Dies entspricht einem Zinssatz von 6,61 % nach Steuern. Insgesamt wird ein Eigenkapitalanteil von höchstens 40 % genehmigt, darüber hinaus wird die Verzinsung berechnet, als sei es Fremdkapital. Diese Annahmen führen bei einem Eigenkapitalanteil von 40 % zu einem genehmigten Gesamtkapitalzins von 6,25 % vor und 5,66 % nach Steuern. Den Berechnungen liegt der Nachsteuerzinssatz zu Grunde.

Zusammenfassung der Annahmen

Tabelle 8.1 fasst alle Annahmen zusammen, auf deren Grundlage die Vorteilhaftigkeit von Investitionen im Rahmen einer Erlösobergrenzenregulierung untersucht wird.

Variable	Ausprägung/ Annahme
Länge einer Regulierungsperiode (RP)	5 Jahre
Verbraucherpreisindex (<i>VPI</i>)	2 %
Effizienzvorgabe Variante 1	1. RP: 3 %, anschließend -0,5 % je RP
Effizienzvorgabe Variante 2	1. RP: 1,5 %, 2. RP: 3 %, anschließend -0,5 % je RP
Deckelung Effizienzvorgaben	kumuliert maximal 50 %
Abschreibungsmethode	Lineare Abschreibung
Regulatorischer Zins (r^*)	05,66 %
Abschreibungsdauer (N)	40 Jahre

Tabelle 8.1.: Zusammenfassung der Annahmen

8.4. Beeinflussung des Kapitalwerts und des Internen Zinsfuß

Folgende Wirtschaftlichkeitsanalysen beziehen sich auf eine Geldeinheit des investierten Kapitals. Annahme ist, dass ein Unternehmen innerhalb einer betrachteten Regulierungs-

¹⁸⁸Vgl. Bundesdrucksache 245/05 vom 14.4.2005, S. 33.

periode einmalig entscheidet zu investieren oder nicht zu investieren – das heißt die Berechnungen beziehen sich auf jeweils eine (marginale) Investition, die entweder im ersten, zweiten, dritten, vierten oder fünften Jahr der Regulierungsperiode aktiviert werden kann. Der Kapitalrückfluss wird anschließend durch die Anpassung der Erlösobergrenze und das zugestandene Mehr an Erlösen für diese Investition determiniert.

Referenzgröße ist ein Kapitalwert von Null. Bei einer Investition in Höhe von einer Geldeinheit muss der Barwert der zugestandenen Erlöse den Wert Eins annehmen, damit der Kapitalwert Null ist. Der ideale Cashflow wird mit den „unverzerrten“ Erlösrückflüssen einer RoR-Regulierung gemäß Formel 8.16 abgebildet. Hier beschreibt N die Abschreibungsdauer, n das Jahr der Abschreibung ($n = 1, 2, \dots, N$) und r^* den regulatorischen Zins (welcher genau dem Marktzins entspricht).

$$PV_{ideal} = 1 = \sum_{n=1}^N \left(\frac{1}{N} + \left[1 - \frac{n}{N} \right] \cdot r^* \right) \frac{1}{(1 + r^*)^n} \quad (8.16)$$

Innerhalb einer Erlösobergrenzenregulierung wird dieser ideale Cashflow durch verschiedene Faktoren verzerrt. Die relevanten Effekte werden zunächst einzeln hergeleitet und quantifiziert, jeweils unter der Annahme, dass die übrigen Verzerrungen nicht auftreten. Berechnet wird, um wie viel Prozent der Barwert unter Berücksichtigung jedes Einzeleffektes vom idealen Barwert von Eins abweicht. Auf diese Weise ist es möglich, die Effekte zu priorisieren. Die Darstellung wird jeweils durch eine Sensitivitätsanalyse ergänzt, um zu verdeutlichen, welche Wirkung eine Variation der Eingangsgrößen, z.B. des regulatorischen Zinses oder der Abschreibungsdauer, auf die spezifischen Verzerrungen hat. Darauf aufbauend wird die Wirkung des Gesamtsystems auf den Internen Zinsfuß und die Eigenkapitalverzinsung analysiert.

8.4.1. Relevante zeitliche Verzögerungen

Eine Erlösobergrenzenregulierung führt zu zweierlei Arten von zeitlichen Verzögerungen. Zum einen findet nicht in jedem Jahr eine Kostenprüfung statt, sondern nur einmal innerhalb einer Regulierungsperiode - im so genannten Basisjahr oder Testjahr. Kann eine Investition genau in diesem Testjahr aktiviert werden, werden im Zuge der ersten Erlösanpassung Renditen auf den Restbuchwert des Abschreibungsjahres $n = 1$ anerkannt, also $(1 - 1/N) \cdot r^*$. In diesem Fall tritt keine Verzögerung auf. Eine Investition im Vorjahr wird jedoch mit einem Jahr Verzögerung in der regulatorischen Kostenprüfung sichtbar, eine Investition im Folgejahr zeigt sich dagegen sogar erst im Basisjahr der nächsten Periode mit einer Verzögerung von vier Jahren. Die Verzögerung der Kostenanerkennung wird mit

t^* bezeichnet. In Tabelle 8.2 sind die Verzögerungen in Abhängigkeit vom Aktivierungszeitpunkt dargestellt, dabei bezeichnet t das Jahr der Regulierungsperiode. Ausgehend von diesen Kosten werden die Erlöse mit einem zusätzlichen Verzug von drei Jahren angepasst. Diese Verzögerung wird mit t^{**} bezeichnet und beträgt, wenn die Anlage im Basisjahr aktiviert wurde, drei Jahre. Hier kommt es zu einer maximalen Verzögerung von sieben Jahren, insofern die Aktivierung im vierten Jahr einer Regulierungsperiode erfolgt. Die Verzögerung des Cashflows t^{**} ist ebenfalls in Tabelle 8.2 zusammengefasst.

Aktivierungszeitpunkt	$t = 1$	$t = 2$	$t = 3$	$t = 4$	$t = 5$
Verzögerung Restbuchwert	$t^* = 2$	$t^* = 1$	$t^* = 0$	$t^* = 4$	$t^* = 3$
Verzögerung Erlöse	$t^{**} = 5$	$t^{**} = 4$	$t^{**} = 3$	$t^{**} = 7$	$t^{**} = 6$

Tabelle 8.2.: Zeitliche Verzögerungen bei Investitionen

8.4.2. Einfluss der zeitlichen Verzögerung des Cashflows

Die bei weitem stärkste Änderung des erzielbaren Internen Zinsfußes korrespondierend mit einer Verringerung des Barwertes ist auf den verspätet einsetzenden Cashflow zurückzuführen. Dieser Effekt kann relativ einfach hergeleitet werden und das folgende Prinzip wird bereits innerhalb der norwegischen Verteilnetzregulierung praktisch umgesetzt.

Referenzpunkt ist der unverzerzte, unverzögerte Kapitalrückfluss, welcher per Definition zu einem Barwert von Eins und zu einem Kapitalwert von Null führt. Unter Ausschluss weiterer Einflüsse wird dieser Betrag mit einer Verspätung von $t^{**} = 3, 4, \dots, 7$ Jahren erwirtschaftet, so dass der Barwertverlust ΔPV durch Formel 8.17 beschrieben werden kann.

$$\Delta PV = PV_{\text{verzielbar}} - PV_{\text{ideal}} = \frac{1}{(1+r)^{t^{**}}} - 1 \quad (8.17)$$

Gemäß Formel 8.17 wurde der negative Barwerteffekt für eine reine Erlösberggrenzenregulierung berechnet, er liegt zwischen gut 15 % und knapp 32 % (vgl. Tabelle 8.3)! Unter der Annahme, dass der regulatorische Zinssatz den tatsächlichen Kapitalkosten des betrachteten Unternehmens entspricht, hängt die konkrete Stärke des Barwerteffekts allein von dieser Größe und vom konkreten Investitionszeitpunkt ab, der den Verzug t^{**} determiniert. Je höher die erforderlichen Kapitalrenditen sind und je länger die Verzögerung bis zur Erlösanpassung ist, desto stärker der negative Barwerteffekt. Abbildung 8.1 veranschaulicht diese Abhängigkeit für Investitionen in den Jahren eins bis fünf der Regulierungsperiode.

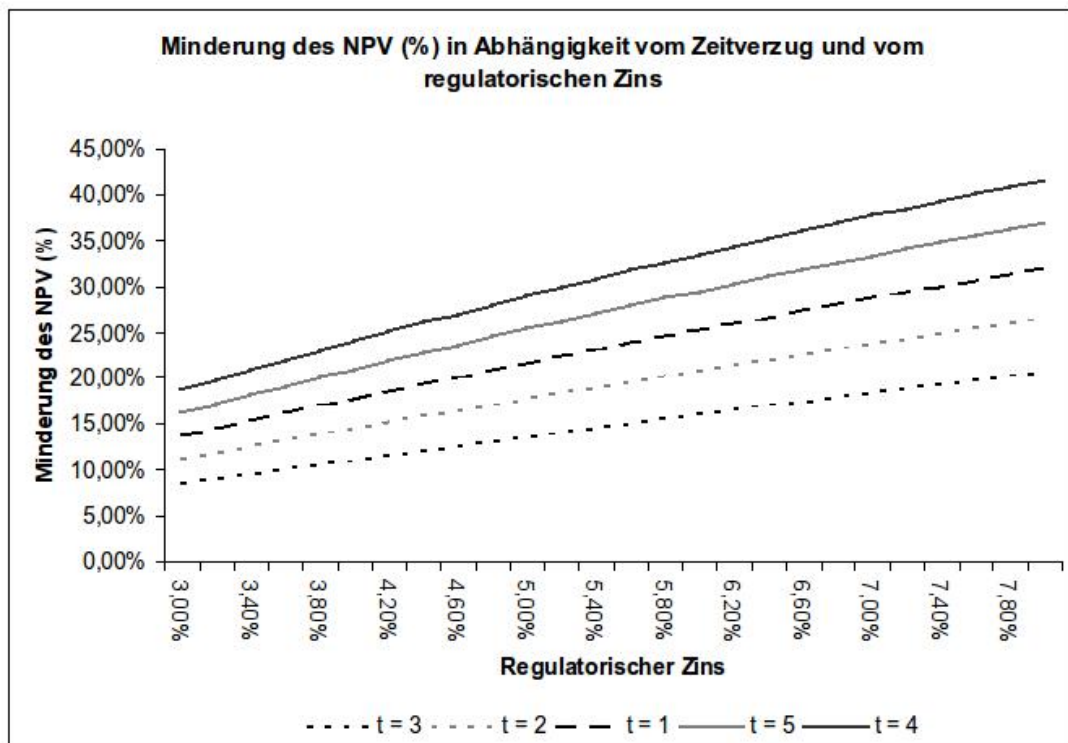


Abbildung 8.1.: Einfluss des Zeitverzugs auf die erzielbaren Renditen

Investitionszeitpunkt	t = 1	t = 2	t = 3	t = 4	t = 5
Reduzierung des Barwertes	24,06 %	19,77 %	15,23 %	31,98 %	28,13 %

Tabelle 8.3.: Einfluss der zeitliche Verzögerungen auf den NPV

8.4.3. Sperrklinkeneffekt und Einfluss des geringeren Restbuchwertes

Neben der zeitlichen Verzögerung des Cashflows gibt es weitere Effekte, die allerdings einen deutlich geringeren Einfluss auf den Barwert haben. So weichen die für die Renditenberechnung relevanten Restbuchwerte im Zuge einer Erlösobergrenzenregulierung zu jedem Zeitpunkt des Erlösrückflusses von den korrespondierenden Werten einer RoR-Regulierung ab. Zu unterscheiden sind dabei der Sperrklinkeneffekt und der Effekt aufgrund des sinkenden Restbuchwertes.

Tabelle 8.4 illustriert den Sperrklinkeneffekt. Beispielhaft wird eine Investition von 100 Geldeinheiten bei einer Abschreibungsdauer von $N = 10$ Jahren und einer (regulatorischen) Gesamtkapitalrendite von 5,66 % zu Grunde gelegt. Die Investition kann im Basisjahr aktiviert werden. Die erste Spalte zählt die Jahre in den jeweiligen Regulierungsperioden. Die zweite Spalte illustriert den unverzerrten Zahlungsstrom, wie er sich z.B. innerhalb einer RoR-Regulierung ergeben hätte. Die dritte Spalte zeigt die Verzerrung aufgrund des

Sperrklinkeneffekts.

Jahr der RP	unverzerrte Zahlungsreihe	Zahlungsreihe mit Sperrklinkeneffekt
1	0	0
2	0	0
3	15,66	0
4	15,09	0
5	14,52	0
1	13,96	15,66
2	13,39	15,66
3	12,83	15,66
4	12,26	15,66
5	11,69	15,66
1	11,13	12,83
2	10,56	12,83
3	0	12,83
4	0	12,83
5	0	12,83

Tabelle 8.4.: Beispiel für den Sperrklinkeneffekt

Die Höhe des Sperrklinkeneffekts richtet sich nach der Länge der Abschreibungsdauer N und der Höhe des regulatorischen Zinses r^* . Nimmt man die korrespondierenden Zahlungen unter Ausblendung des zeitlichen Verzugs, kann die Höhe des Effekts in jedem Jahr gemäß Tabelle 8.5 quantifiziert werden. Da der Einfluss von N und r^* abhängt kann die prozentuale Barwerterhöhung aufgrund dieses Effekts nur Fallweise bestimmt werden. In der isolierten Betrachtung (z.B. keine Barwertminderung aufgrund des Zeitverzugs) folgt zum Beispiel bei einem Referenzzins von 5,66 % und einer Abschreibungsdauer von 40 Jahren eine Erhöhung des Barwertes von 4,2 %, bei einer Abschreibungsdauer von 10 Jahren verdoppelt sich der Effekt nahezu (8 % Erhöhung).

unverzerrte Zahlungen	Zahlungen mit Sperrklinkeneffekt	Quantifizierung der Differenz
15,66	15,66	$\frac{0}{N} \cdot r^*$ (hier: 0,00)
15,09	15,66	$\frac{1}{N} \cdot r^*$ (hier: 0,56)
14,52	15,66	$\frac{2}{N} \cdot r^*$ (hier: 1,13)
13,96	15,66	$\frac{3}{N} \cdot r^*$ (hier: 1,69)
13,39	15,66	$\frac{4}{N} \cdot r^*$ (hier: 2,26)
12,83	12,83	$\frac{0}{N} \cdot r^*$ (hier: 0,00)
12,26	12,83	$\frac{1}{N} \cdot r^*$ (hier: 0,56)
11,69	12,83	$\frac{2}{N} \cdot r^*$ (hier: 1,13)
11,13	12,83	$\frac{3}{N} \cdot r^*$ (hier: 1,69)
10,56	12,83	$\frac{4}{N} \cdot r^*$ (hier: 2,26)

Tabelle 8.5.: Quantifizierung des Sperrklinkeneffekts

Dieser positive Barwerteffekt wird jedoch in einem zweiten Schritt gemindert, da nur ein-

8. Einfluss des Regulierungskonzeptes auf die Vorteilhaftigkeit von Investitionen

mal innerhalb von fünf Jahren eine Kostenprüfung durchgeführt wird. Dies führt dazu, dass die Renditen jeweils auf Basis vermindelter Restbuchwerte berechnet werden (ausgenommen im Falle einer Aktivierung im Basisjahr). Tabelle 8.6 zeigt die korrespondierenden Beträge analog zur Darstellung in Tabelle 8.5 unter Ausblendung des zeitlichen Verzugs für eine Investition von 100 GE, einer Abschreibungsdauer von 10 Jahren und einem Zins von 5,66 %. Spalte 1 zeigt die Werte der unverzerrten Zahlungsreihe, Spalte 2 die korrespondierenden Werte bei einer Investition im Basisjahr und Spalte 3 die korrespondierenden Werte, wenn die Investition im 1. Jahr einer Regulierungsperiode erfolgt ($t^* = 2$). Dabei ist der für die Erlösanpassung relevante Wert der unverzerrten Zahlungsreihe, als Wert in der kalkulatorischen Buchführung, der in der Kostenprüfung sichtbar wird, bei einer Investition im Basisjahr kursiv, bei einer Investition im Jahr 1 einer Regulierungsperiode fett hervorgehoben.

unverzerrt	Investition im Basisjahr	Investition in $t = 1$	Differenz zwischen Spalte 2 und 3
<i>15,66</i>	15,66	14,52	$\frac{2}{N} \cdot r^*$ (hier: 1,13)
15,09	15,66	14,52	$\frac{2}{N} \cdot r^*$ (hier: 1,13)
14,52	15,66	14,52	$\frac{2}{N} \cdot r^*$ (hier: 1,13)
13,96	15,66	14,52	$\frac{2}{N} \cdot r^*$ (hier: 1,13)
13,39	15,66	14,52	$\frac{2}{N} \cdot r^*$ (hier: 1,13)
<i>12,83</i>	12,83	11,69	$\frac{2}{N} \cdot r^*$ (hier: 1,13)
12,26	12,83	11,69	$\frac{2}{N} \cdot r^*$ (hier: 1,13)
11,69	12,83	11,69	$\frac{2}{N} \cdot r^*$ (hier: 1,13)
11,13	12,83	11,69	$\frac{2}{N} \cdot r^*$ (hier: 1,13)
10,56	12,83	11,69	$\frac{2}{N} \cdot r^*$ (hier: 1,13)

Tabelle 8.6.: Einfluss des sinkenden Restbuchwerts

In obigem Beispiel rastet die Zahlungsreihe auf einem um $\frac{2}{N} \cdot r^*$ geringeren Betrag ein, als es bei einer Investition im Basisjahr der Fall gewesen wäre. Vergleicht man allgemein für eine Investition in t die Minderung, die von der Zahlungsreihe mit Sperrklinkeneffekt aufgrund des Einflusses des sinkenden Restbuchwertes zu subtrahieren ist, kann diese in Abhängigkeit vom Investitionszeitpunkt t und der resultierenden Verzögerung t^* , der Abschreibungsdauer N und dem Zins r^* wie folgt ermittelt werden:

$$Minderung = \frac{t^*}{N} \cdot r^* \quad (8.18)$$

Da die Differenz zwischen der Zahlungsreihe ohne Restbuchwertminderung ($t^* = 0$) und der Zahlungsreihe mit Restbuchwertminderung für den gesamten betrachteten Zeitraum konstant ist, kann der resultierende Barwerteffekt mit Hilfe des Rentenbarwertfaktors ermittelt werden. Beschreibt a die Minderung in jedem Jahr des Betrachtungszeitraums – hier 1,13 Geldeinheiten, folgt die kumulierte Barwertminderung (ΔPV) mit Formel 8.19.

$$\Delta PV = a \cdot \frac{1 - (1 + r^*)^N}{r^*} \quad (8.19)$$

In diesem Beispiel resultiert mit $N = 10$ Jahr, $r^* = 0,0566$ und $a = 1,13$ in einem ersten Schritt aufgrund des Sperrklinkeneffekts eine Barwerterhöhung von 8 GE. Diese wird bei einer Investition im ersten Jahr der Regulierungsperiode aufgrund des Effekts des sinkenden Restbuchwertes um 8,47 GE reduziert. Insgesamt ergibt sich unter Ausblendung des zeitlichen Verzugs eine Minderung um 0,47 GE bzw. 0,47 %.

Allgemein führt der Sperrklinkeneffekt in Kombination mit dem Einfluss sinkender Restbuchwerte bei einer Investition im Basisjahr oder im vorhergehenden Jahr einer Regulierungsperiode zu einer Erhöhung des Barwertes, in den übrigen Jahren zu einer Absenkung. Die konkrete Stärke des Effekts hängt nicht nur von der Höhe des regulatorisch anerkannten Zinssatzes, sondern auch von der Abschreibungsdauer ab. Der Einfluss ist im Einzelfall zu bestimmen, reicht bei Nutzungsdauern zwischen 20 und 40 Jahren jedoch bei Weitem nicht an den Einfluss der zeitlichen Verzögerung heran. Bei der folgenden Berechnung der erzielbaren Kapitalrenditen wurden alle Effekte berücksichtigt.

8.4.4. Einfluss des Effizienzfaktors

Als letzter Effekt ist der Einfluss des Effizienzfaktors zu nennen, da der reale Verlauf der Erlöse im Rahmen einer Erlösobergrenzenregulierung typischerweise durch einen X-Faktor bestimmt wird. Nimmt der X-Faktor für die Dauer einer Regulierungsperiode einen konstanten Wert an, schmälert er die jährlichen Einzahlungen und somit auch den resultierenden Barwert (unter Ausschluss der anderen verzerrenden Effekte) um genau diesen Betrag. Beträgt der Effizienzwert beispielsweise innerhalb der gesamten Abschreibungsdauer 1 %, ist der resultierende Barwert gleichfalls um 1 % geringer als er es im Rahmen einer RoR Regulierung wäre. Da ein solcher konstanter Einfluss unwahrscheinlich ist, werden im folgenden Kapitel zwei realistischere Varianten simuliert.

8.5. Gesamtanalyse und resultierende Eigenkapitalverzinsung

Um den Gesamteffekt und den Internen Zinsfuß zu bestimmen, wurden für die beiden Verlaufsszenarien des Effizienzwertes und zusätzlich für den Fall, dass der X-Faktor im gesamten Zeitraum 0 % beträgt, die für die Investition zugestandenen Mehrerlöse simuliert. Abbildung 8.2 zeigt beispielhaft den realen Verlauf der Mehrerlöse für Szenario 1. Bei Szenario 2 bzw. im Falle eines Effizienzfaktors von Null ist der Verlauf sehr ähnlich, es variiert lediglich die Steigung, mit welchem die Erlöse innerhalb der Perioden sinken.

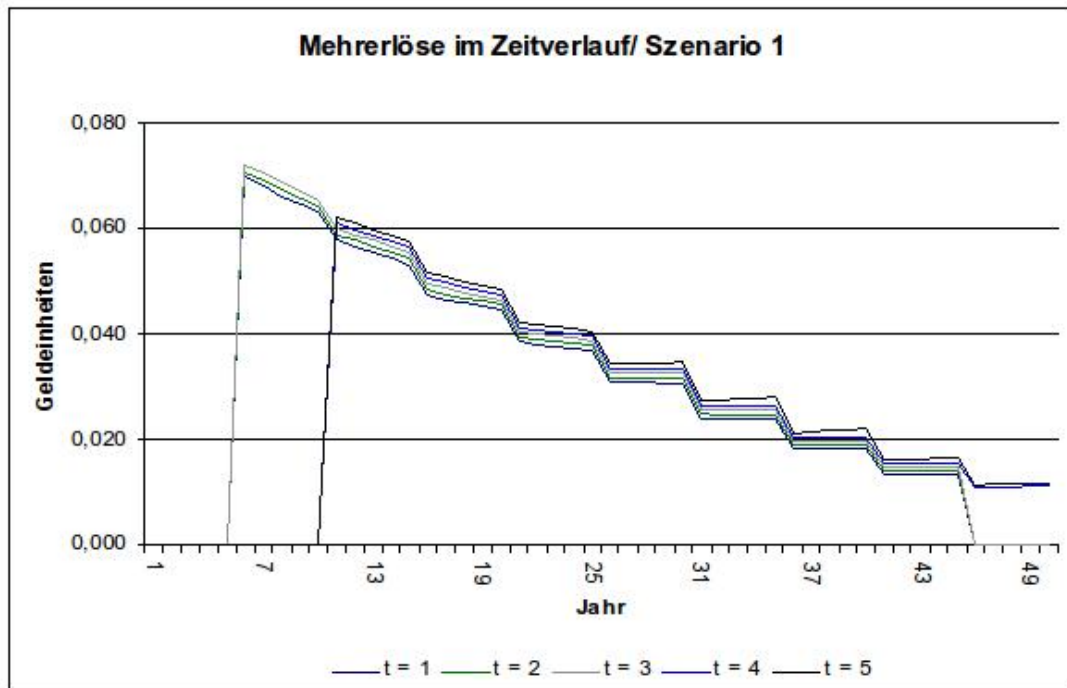


Abbildung 8.2.: Erzielbare, reale Mehrerlöse im Zeitverlauf

Auf Basis der berechneten Mehrerlöse konnte der Interne Zinsfuß kalkuliert werden. Tabelle 8.7 zeigt den resultierenden WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) mit 40 % Eigenkapital und 60 % Fremdkapital für Szenario 1, Szenario 2 und für den Fall, dass der Effizienzwert im gesamten Zeitraum 0 % beträgt. Die Werte beziehen sich jeweils auf eine Investition im ersten, zweiten, dritten, vierten oder fünften Jahr der Regulierungsperiode. Alle resultierenden Internen Zinsfüße liegen unter dem Referenzzins von 5,65 % — selbst eine Investition im Basisjahr des Szenarios ohne Effizienzvorgabe ist nicht wirtschaftlich. Die Ergebnisse überraschen nicht, da die zeitliche Verzögerung der Erlösrückflüsse einen hohen Einfluss auf den Barwert hat. Deshalb hängt der Interne Zinsfuß auch wesentlich vom konkreten Zeitpunkt der Investition ab und ist für eine Investition in $t = 3$ am höchsten.

	t = 1	t = 2	t = 3	t = 4	t = 5
Szenario 1	4,04 %	4,42 %	4,87 %	3,45 %	3,80 %
Szenario 2	3,98 %	4,36 %	4,80 %	3,31 %	3,72 %
X = 0 %	4,29 %	4,70 %	5,17 %	3,60 %	3,96 %

Tabelle 8.7.: Resultierender WACC für die verschiedenen Szenarien

Wird angenommen, dass die Fremdkapitalzinsen vom Investor nicht beeinflusst werden können, zeigt Tabelle 8.8 die resultierende Eigenkapitalverzinsung, insofern der Eigenkapitalanteil 40 % beträgt. Die Werte liegen allesamt deutlich unter dem von der Bundesnetzagentur festgelegten Nachsteuer-Eigenkapitalzinssatz in Höhe von 7,82 %, der auch den Berechnun-

gen zugrunde liegt.

	t = 1	t = 2	t = 3	t = 4	t = 5
Szenario 1	3,91 %	4,55 %	5,29 %	2,94 %	3,51 %
Szenario 2	3,02 %	4,45 %	5,17 %	2,87 %	3,39 %
X = 0 %	4,33 %	5,02 %	5,80 %	3,19 %	3,78 %

Tabelle 8.8.: Resultierender Eigenkapitalzins für die verschiedenen Szenarien

Zusammenfassend liegt der erreichbare Zinssatz im Rahmen einer reinen Erlösobergrenzenregulierung deutlich unter dem angenommenen regulatorischen Zinssatz ¹⁸⁹. Ursächlich ist vor allem der Zeitverzug, so dass die Heilung dieses Effekts bei der Evaluation von Regulierungssystemen und deren Auswirkungen auf das Investitionsverhalten wesentlich erscheint. Dies gilt umso mehr, da ohne Neutralisierung des Effekts die Renditen für Investitionen je nach konkretem Investitionszeitpunkt sehr unterschiedlich sind, was zu Zeitpräferenzen führt. Wenn überdurchschnittlich viele Bestellungen gleichzeitig von der Branche getätigt werden, kann es zu Verzerrungen und höheren Preisen auf den Beschaffungsmärkten kommen, was die produktive Effizienz negativ beeinflusst.

Bisher wurde angenommen, dass alle relevanten Größen den Investoren bekannt sind und Investitionsentscheidungen unter Sicherheit getroffen werden. Dies ist in der Realität jedoch nicht der Fall, deshalb wird folgend der Einfluss von Unsicherheit auf Investitionsentscheidungen untersucht.

¹⁸⁹Vgl. dazu auch Ballwieser (2008).

9. Der Einfluss von Unsicherheit auf Investitionsentscheidungen

Neben der erwarteten Verzinsung spielt der Grad an Unsicherheit eine entscheidende Rolle, wenn Investitionsentscheidungen getroffen werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Kapitalgeber grundsätzlich nicht nur entscheiden, ob sie investieren, sondern auch zwischen verschiedenen Investitionsalternativen wählen. Diese sind mit einer unterschiedlich hohen Unsicherheit behaftet, dabei gelten i.d.R. Staatsanleihen als sichere Alternative.

Die Entscheidung des Kapitalgebers hängt von seiner Einstellung zum Risiko ab. Eine Möglichkeit, die Risikoeinstellung zu bewerten, ist, dem Erwartungswert einer konkreten unsicheren Zahlung die sichere Zahlung, die der Kapitalgeber als gleichwertig erachtet, gegenüberzustellen. Diese sichere Zahlung wird auch als Sicherheitsäquivalent bezeichnet. Entspricht dieser dem Erwartungswert der Zufallsvariablen, so ist der Entscheider risikoneutral. Wenn das Sicherheitsäquivalent geringer ist als der Erwartungswert der Zufallsvariablen, spricht man von einem risikoaversen Entscheider. Risikoaverse Entscheider verlangen einen Wagniszuschlag, damit sie ein Risiko eingehen. Der umgekehrte Fall tritt bei Risikofreude auf¹⁹⁰. Die Zusammenhänge können mit einem Beispiel veranschaulicht werden. Anzunehmen sei eine Lotterie, bei der der Entscheider mit einer Wahrscheinlichkeit von 80 % seinen Einsatz verliert und mit einer Wahrscheinlichkeit von 20 % den sechsfachen Betrag zurückerhält. Beträgt der Einsatz einen Euro, liegt der Erwartungswert bei 20 Cent. Akzeptiert der Entscheider eine sichere Zahlung von weniger als 20 Cent, um nicht an der Lotterie teilzunehmen, so ist er risikoavers. Liegt das Sicherheitsäquivalent z.B. bei 5 Cent, beträgt der Wagniszuschlag 15 Cent. Anders herum muss der Erwartungswert der unsicheren Zahlung den Wert der sicheren Zahlung um 15 Cent übertreffen, damit der Entscheider bereit ist, in die Lotterie einzuzahlen.

Für Investitionen kann der Zusammenhang zwischen Risiko und Wagniszuschlag mit dem *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) quantifiziert werden¹⁹¹. Dieses Modell wird einleitend

¹⁹⁰Vgl. Nitzsch (1997), S. 75-83.

¹⁹¹Das Modell ist weit verbreitet, weist allerdings eine Reihe von Schwachstellen auf, unter anderem wird eine Reihe von Risiken unzureichend erfasst und durch die Vernachlässigung des unsystematischen Risikos zeigt das Kalkül die Vorteilhaftigkeit der Investition immer zu hoch an, vgl. Ebd., S. 121.

skizziert, da aus ihm die von der Regulierungsbehörde genehmigte Eigenkapitalverzinsung resultiert. Auf diese Weise wird dem (regulatorischen) Risiko in der Anreizregulierung explizit Rechnung getragen. Allerdings werden potenzielle Investitionshemmnisse damit aus verschiedenen Gründen nur unzureichend erklärt. Erstens entspricht die genehmigte Verzinsung — wie im vorhergehenden Kapitel analysiert, nicht der tatsächlich erzielbaren Rendite. Zweitens besteht die Gefahr, dass spezielle Einflüsse der Regulierung falsch eingeschätzt werden. Letzterer Punkt ist Gegenstand der folgenden Kapitel. Für eine genaue Analyse wird das Regulierungsrisiko systematisiert und differenziert untersucht. Dabei muss beachtet werden, dass Investoren nicht nur die Wahl treffen, ob sie investieren, sondern auch wann sie dies tun. Die Option, aufgrund aktueller Unsicherheiten Investitionen zu verschieben, kann ebenfalls zu ineffizienten Marktergebnissen führen.

9.1. CAPM und Wagniszuschlag

Im CAPM wird angenommen, dass risikoaverse Investoren in einem vollkommenen Kapitalmarkt ein risikoeffizientes Marktportfolio anlegen, dem per Definition die Risikomenge Eins zugeschrieben wird. Die für das durchschnittliche Risiko erforderlichen Renditen werden mit dem Wert r_m bezeichnet, die Renditen einer risikolosen Anlage hingegen mit dem Faktor r_f . Die durchschnittliche Risikoprämie beträgt demzufolge $r_m - r_f$. Darüber hinaus wird ein β – *Faktor* (Risikomenge) definiert, der den systematischen, spezifischen Beitrag einzelner Wertpapiere (z.B. Aktien) zum Risiko des risikoeffizienten Marktportfolios quantifiziert. Die spezifische Risikoprämie ($r - r_f$) ist das Produkt aus der durchschnittlichen Risikoprämie, korrigiert um das spezifische systematische Risiko (vgl. Formel 9.1)¹⁹².

$$r - r_f = \beta \cdot (r_m - r_f) \quad (9.1)$$

Demnach ist bei vollkommenem Wettbewerb die erwartete Risikoprämie proportional zum β – *Faktor* (Wertpapierlinie, security market line). Für börsennotierte Unternehmen werden die β – *Faktoren* regelmäßig veröffentlicht, jedoch gibt es kein Verfahren, das geeignet ist, die durchschnittliche Risikoprämie zu schätzen¹⁹³. Sie hängt unter anderem vom betrachteten Zeitraum und von der angewendeten Methode (arithmetisches vs. geometrisches Mittel) ab.

Eine vielfach zitierte Quelle für die durchschnittliche Marktrisikoprämie ist das „Global Investment Returns Yearbook 2008“, das auch dem Gutachten für die Bundesnetzagentur zur

¹⁹²Vgl. Brealey/ Myers (2000), S. 195-197.

¹⁹³Vgl. Ebd., S. 196.

„Ermittlung des Zuschlages zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Wagnisse im Bereich Strom und Gas“ zu Grunde lag. Demnach lag die durchschnittliche Marktrisikoprämie in Deutschland für den Zeitraum 1990 bis 2007 bei 5,5 % (geometrisches Mittel) bzw. 8,6 % (arithmetisches Mittel), während das internationale Mittel bei 4,0 % (geometrisches Mittel) bzw. 5,1 % (arithmetisches Mittel) lag¹⁹⁴. Den netzbetreiberspezifischen β -Faktor schätzt Frontier Economics auf 0,76 bis 0,82, so dass ein branchenspezifischer Wagniszuschlag von 3,0 bis 4,2 % folgt. Die Bundesnetzagentur legt ihren Berechnungen einen durchschnittlichen Wagniszuschlag von 4,55 % und einen β -Faktor von 0,79 zu Grunde und gelangt so zu einem spezifischen Wagniszuschlag von 3,59 %¹⁹⁵. Mit einem risikofreien Zins von 4,23 % und unter Berücksichtigung der Körperschaftssteuer zuzüglich des Solidaritätszuschlags wurde ab Januar 2009 die Eigenkapitalverzinsung auf 9,29 % vor Steuern begrenzt.

Nachdem die Herleitung eines Wagniszuschlags allgemein aufgezeigt wurde, der Investitionen in den Verteilnetzbetrieb sicherstellen soll, wird folgend der abstrakte Begriff des „Wagnisses“ genauer analysiert. Die Ausführungen beginnen mit Unsicherheiten bezüglich der Zusagen des Regulierers.

9.2. Das regulatorische Kommitment

Die Unsicherheit bezüglich des regulatorischen Kommitments betrifft die Zeitkonsistenz der regulatorischen Regeln bzw. Entscheidungen. Eine Definition zeitkonsistenter Entscheidungen geben z.B. Kydland und Prescott (1977). Demnach ist ein Regelwerk zeitkonsistent, wenn bei der Anpassung bzw. Optimierung des Systems vergangene Entscheidungen nicht ex post korrigiert werden. Stellt sich zum Beispiel nachträglich heraus, dass (irreversible) Investitionen regulierter Unternehmen zu einer höheren Rendite führten als erwartet, und werden diese dann abgeschöpft, ist das Regelwerk zeitinkonsistent. Gleiches gilt, wenn der Regulierer ex post anstatt ex ante bewertet, ob Investitionen effizient sind, und diese nur teilweise anerkennt. Wenn die regulierten Unternehmen (Agenten) antizipieren, dass das System zeitinkonsistent ist, passen sie ihr Verhalten an. Levy und Spiller (1996) fassen zusammen:

„Without that commitment [to a regulatory regime] long-term investment will not take place.“¹⁹⁶

¹⁹⁴Vgl. Frontier Economics (2008), S. 50-53.

¹⁹⁵Vgl. Beschlussentwurf BKK-08-068.

¹⁹⁶Levy/ Spiller (1996), S. 2.

Kydland und Prescott kommen zu dem Schluss, dass konsistente Entscheidungen zwar nicht zum optimalen Ergebnis führen, das suboptimale Ergebnis aber nachträglichen Korrekturen und der damit verbundenen Unsicherheit überlegen ist¹⁹⁷.

Zeitkonsistente Regeln — verbunden mit der Einhaltung des regulatorischen Kommitments — spielen für die Regulierung elektrischer Verteilnetze eine wichtige Rolle, da der Betrieb und Erhalt der Infrastruktur zum Großteil mit irreversiblen Investitionen verbunden ist. So ist es unter Umständen für den Regulierer optimal, das Versprechen, dass die Investitionskosten zurückverdient werden können, nachträglich zu brechen. Dies ist zum Beispiel der Fall, wenn

- der Regulierer eine kurzfristige Wohlfahrtsoptimierung anstrebt und deshalb nachträglich zu first-best Preisen tendiert oder
- wenn er seine Popularität erhöhen möchte und deshalb Vorteile für die Konsumenten stärker gewichtet als damit einhergehende Nachteile für die Unternehmen¹⁹⁸.

Dieses Verhalten wird in der Literatur oft als regulatorischer Opportunismus (*regulatory opportunism*) bezeichnet. Regulatorischer Opportunismus ist nicht mit regulatorischem Risiko gleichzusetzen, denn wenn die Unternehmen das Verhalten des Regulierers vollständig vorhersehen können, besteht zwar Opportunismus aber kein Risiko. Trotzdem kann regulatorischer Opportunismus zu einem regulatorischen Risiko führen, insofern die Unternehmen das Verhalten des Regulierers nicht oder nur teilweise zu antizipieren vermögen¹⁹⁹.

Eine spieltheoretische Analyse des Einflusses zeitinkonsistenter Regeln ist zum Beispiel bei Gilbert und Newbery (1994) zu finden. Sie untersuchen die Wirkung unterschiedlicher Regulierungssysteme auf die Vorteilhaftigkeit von Investitionen des regulierten Unternehmens. Im Fokus steht das regulatorische Kommitment, getätigte, irreversible Investitionen in der Kostenprüfung anzuerkennen. Ausgangspunkt ist das in Abbildung 9.1 präsentierte Basisspiel. Das Unternehmen entscheidet zum Zeitpunkt $t - 1$, ob es investiert oder nicht, dabei sind sowohl die Nachfrage als auch die Höhe der genehmigten Erlöse in t unsicher. Anschließend stellt sich eine bestimmte Nachfrage ein. Der Regulierer entscheidet bei bekannter Nachfrage in t über die Erlöse. Diese Entscheidung determiniert zusammen mit der Nachfrage die Konsumentenrente und die Unternehmensgewinne. Wenn angenommen wird, dass der Regulierer eine Maximierung der Konsumentenrente anstrebt, wird er sich möglicherweise strategisch verhalten und die neue Investition nicht anerkennen; dem Unternehmen entstehen versunkene Kosten. Dies antizipierend investiert das Unternehmen

¹⁹⁷Vgl. Kydland/ Prescott (1977), S. 473-492.

¹⁹⁸Vgl. Ergas (2009), S. 153f.

¹⁹⁹Vgl. Strausz (2009), S. 6.

nicht. Ausgehend von dieser Konstellation untersuchen Gilbert und Newbery, welches Regulierungssystem angemessene Investitionsanreize bietet²⁰⁰. Ihre Untersuchungen zeigen, dass ein Commitment für eine RoR-Regulierung mit der Option des Regulierers, für ineffiziente Investitionen geringere oder keine Rendite zu genehmigen (UUROR, *used and useful rate of return*), sowohl die Konsumentenrente maximiert als auch effiziente Investitionsanreize bietet. Stimmen sowohl Unternehmen als auch Regulierer entsprechenden Regulierungsverträgen zu, können nachhaltig effiziente Investitionen sichergestellt werden. Insofern solche Verträge praktisch schwierig zu realisieren sind, betonen Gilbert und Newbery die Bedeutung von Reputation und Glaubwürdigkeit innerhalb des Systems, wenn es als wiederholtes Spiel aufgefasst wird. Auch wenn die Modelle relativ einfach sind, stellen sie die Bedeutung der Beziehung zwischen Regulierer und Unternehmen und die Relevanz der „Spielregeln“ deutlich heraus. Das Ziel der dynamischen Effizienz kann deshalb nur erreicht werden, wenn der Regulierer glaubhaft versichern kann, effiziente Investitionen anzuerkennen²⁰¹.

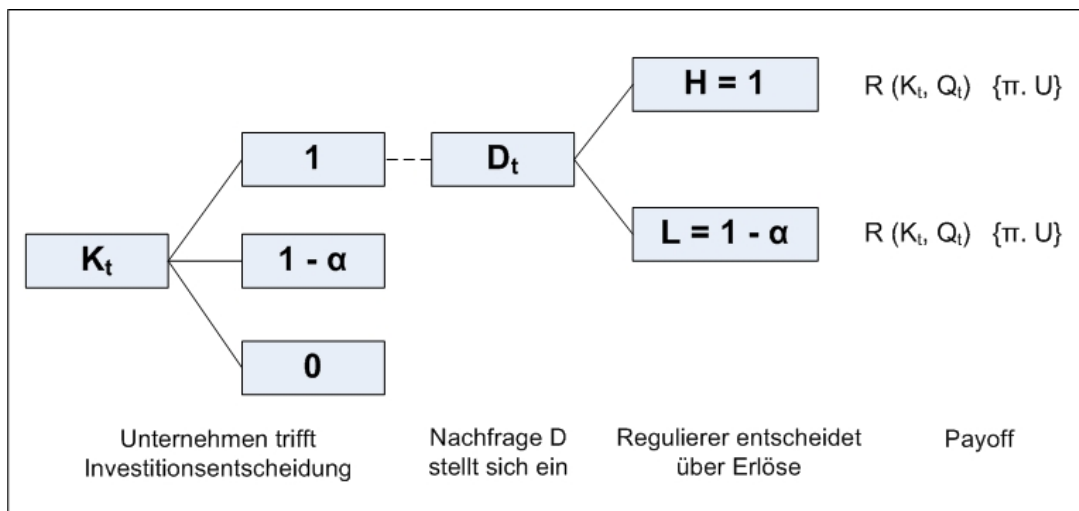


Abbildung 9.1.: Basisspiel von Gilbert und Newbery, Quelle: Gilbert/ Newbery (1994), S. 540

Weitere Analysen tragen zum Beispiel Lyon (1991), Gal-Or und Spiro (1992) sowie Lyon und Li (2003) bei. Mit unterschiedlichen Ansätzen kommen alle zu dem Schluss, dass ein mangelndes Commitment die Investitionsneigung der Unternehmen reduziert. Lyon und Mayo (2005) zeigen mit einer empirischen Analyse, dass die Reaktion der Unternehmen von ihrer Interpretation abhängt, wenn andere Branchenteilnehmer mit Erlössenkungen konfrontiert werden. Für den Fall, dass die Senkung als individuelle Strafe für schlechtes Management interpretiert, das Commitment bzgl. der Investitionen jedoch als unverletzt erachtet wird, ändern die anderen Unternehmen gemäß Lyon und Mayo (2005) ihr Investitionsverhalten

²⁰⁰Vgl. Gilbert/ Newbery (1994), S. 538-552.

²⁰¹Vgl. Ebd.

nicht²⁰².

Zusammenfassend kann geschlussfolgert werden, dass trotz eines angemessenen Wagniszuschlages Unterinvestitionen drohen, wenn die regulierten Unternehmen mit regulatorischem Opportunismus rechnen. Wie kann die Unsicherheit bezüglich der Auswirkungen ex post veranlasster Regeländerungen kompensiert werden? Auf der anderen Seite sind zeitlich konsistente Regeln oft mit suboptimalen Ergebnissen verbunden, da der Regulierer nicht über vollständige Informationen verfügt und deshalb die Marktergebnisse nicht perfekt zu steuern vermag. Aber wie weit kann der Regulierer suboptimale Ergebnisse vertreten? Aus Sicht der Autorin ist die Gewährleistung einer zulänglichen zeitlichen Konsistenz eine der größten Herausforderungen von Anreizregulierungssystemen.

Ein weiterer Punkt ist, wie folgend dargestellt, die Unsicherheit über das Verhalten der anderen Marktteilnehmer und damit verbunden die Quantifizierung der individuellen Effizienz der regulierten Unternehmen.

9.3. Das Verhalten anderer Marktteilnehmer

Ein wichtiges Element der anreizbasierten Regulierung natürlicher Monopole ist i.d.R. das Benchmarking. Im Rahmen einer Erlös- oder Preisobergrenzenregulierung wird es für die Bestimmung der Effizienzwerte eingesetzt, innerhalb einer Yardstickregulierung für die Durchschnittskostenermittlung. Als Datenbasis dienen in der internationalen Praxis die Betriebskosten (Operational Expenditures, OPEX) oder die gesamten Kosten des Unternehmens (Total Expenditures, TOTEX). Für die Evaluierung potenzieller Hemmnisse für Ersatzinvestitionen ist der zweite Fall von Interesse.

Ersatzinvestitionen können sich ceteris paribus in Abhängigkeit von der Altersstruktur der Anlagen und vom Investitionszyklus in unterschiedlicher Weise auf die Gesamtkosten eines Unternehmens auswirken. Abbildung 9.2 zeigt den Verlauf der gesamten Kapitalkosten (kumulierte Annuitäten) eines Unternehmens unter der Annahme, dass das betrachtete Netz innerhalb von 40 Jahren aufgebaut wird. Anschließend finden keine Erweiterungsinvestitionen mehr statt. Im Modell wird näherungsweise ein typischer Investitionszyklus simuliert, indem angenommen wird, dass in der ersten Hälfte der Aufbauphase, d.h. in den ersten 20 Jahren, der Investitionsbedarf mit einer konstanten Steigerungsrate zunimmt. In der zweiten Hälfte sinken die Annuitäten.

²⁰²Vgl. Lyon/ Mayo (2005), S. 23f.

Für eine möglichst einfache Darstellung der wesentlichen Effekte umfasst das Modell nur Anlagen mit einer buchhalterischen Nutzungsdauer von 40 Jahren, es ist jedoch grundsätzlich auf andere Anlagentypen übertragbar. Das in rot dargestellte Szenario visualisiert die jährlichen Investitionen (annuitätische Ausgaben je Jahr)²⁰³ und den Gesamtkapitalbestand (kumulierte Annuitäten), wenn alle Anlagen sofort nach Ablauf der kalkulatorischen Nutzungsdauer ersetzt werden. In diesem Fall sind die kumulierten Annuitäten und somit auch die Gesamtkosten konstant, sobald das Netz vollständig aufgebaut ist. In der Praxis ist ein solches Szenario jedoch unrealistisch, da zumeist die buchhalterische Nutzungsdauer nicht mit dem technisch-wirtschaftlich optimalen Ersatzzeitpunkt zusammenfällt. Vielmehr übersteigt im Verteilnetzbereich in der überwiegenden Anzahl an Fällen die optimale Nutzungsdauer die Abschreibungsdauer. Ein solches Szenario ist in blau dem ersten Szenario gegenübergestellt. Beispielhaft wird unterstellt, dass die technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer die buchhalterische Nutzungsdauer um zehn Jahre überschreitet. In Folge verzeichnen die kumulierten Annuitäten nach vollständigem Aufbau des Netzes einen zyklischen Verlauf. Grund ist, dass ein Teil der Anlagen mit einem Restbuchwert von Null für einen gewissen Zeitraum in Betrieb bleibt und nicht zu jedem Zeitpunkt der maximale Anteil an investiertem Kapital benötigt wird. Bei Eintritt des optimalen Ersatzzeitpunktes werden diese Anlagen ausgetauscht und der Gesamtkapitalbestand nähert sich wieder dem Maximum an.

Auf Grundlage dieser Simulation kann folgende Verallgemeinerung getroffen werden: Unter der Annahme, dass der Teil der Anlagen monetär überwiegt, dessen optimaler Ersatzzeitpunkt zeitlich hinter dem Ende der Abschreibungsdauer liegt, schwanken die gesamten Kapitalkosten. Die Kapitalkosten sind maximal so hoch wie in einem Szenario, in welchem Abschreibungsdauer und optimale Nutzungsdauer zusammenfallen, das heißt die Schwankungen sind charakteristisch für ein effizientes Verhalten der Netzbetreiber. Mit Blick auf die Regulierung der Branche ergeben sich hieraus allerdings einige Probleme, insofern ein Effizienzvergleich auf Totalkostenbasis für die Ermittlung individueller Effizienzvorgaben genutzt wird.

Dazu soll zunächst vereinfachend angenommen werden, dass das vergleichbare, zu 100 % effiziente Peer-Unternehmen B für ein Unternehmen A genau den gleichen Investitionszyklus beschreibt und mit der gleichen optimalen Nutzungsdauer der Anlagen konfrontiert ist wie A . Allerdings haben beide Unternehmen einen gewissen Spielraum, Investitionen zu verzögern. Dieses Verhalten führt aufgrund des Hysterese-Effekts mit einem zeitlichen Verzug zu einem Sinken der Versorgungsqualität, deshalb bevorzugen es beide Unternehmen, die effizienten Investitionen zu tätigen. Beide Unternehmen erhöhen allerdings mit

²⁰³Folgende Ausführungen können auf ein Benchmarking auf Grundlage der tatsächlichen Buchwerte mit linearen Abschreibungen übertragen werden und gelten analog.

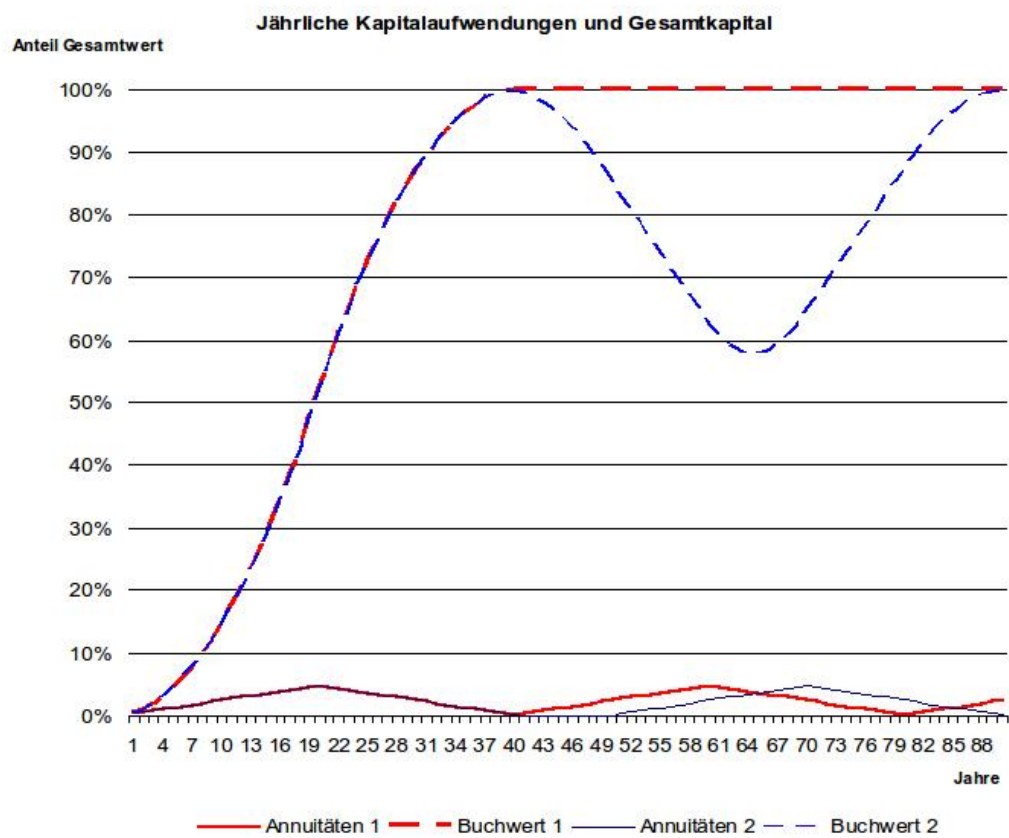


Abbildung 9.2.: Gesamte Kapitalkosten in Abhängigkeit vom Investitionszyklus

diesen Investitionen ihre gesamten Kapitalkosten. Sie wissen vorab nicht, wer im Benchmarking ihr Peer-Unternehmen ist und wie es sich verhalten wird. Wenn das effiziente Peer-Unternehmen *B* in gleichem Maße investiert, führen die Investitionen von *A* und *B* zu Renditen (determiniert durch den regulatorischen Rahmen). Wenn *B* nicht in gleichem Maße investiert wie *A*, erscheinen die zusätzlichen Investitionen von *A* im Benchmarking ceteris paribus als Ineffizienz. Die Kosten werden mittels einer höheren Effizienzvorgabe ab-erkannt und versinken. Demgemäß kann die Entscheidungssituation entsprechend Tabelle 9.1 simuliert werden.

	Investition	Keine Investition
Investition	20/20	-20/0
Keine Investition	0/-20	0/0

Tabelle 9.1.: Entscheidungssituation vor einem TOTEX Benchmarking

Die Entscheidungssituation ist wie folgt zu interpretieren:

- Investiert nur ein Unternehmen, versinken die Kosten des zweiten Unternehmens, symbolisiert durch Null Punkte für „Keine Investition“ und -20 Punkte für „Investition“.
- Investieren beide Unternehmen nicht, so verlieren und gewinnen sie nichts. Dies wird folglich mit Null Punkten für beide Unternehmen wiedergegeben.
- Investieren beide Unternehmen, ist das Verhalten für beide vorteilhaft. Dieser Fall wird mit jeweils 20 Punkten je Unternehmen symbolisiert.

Das Spiel weist die Charakteristika eines so genannten *Stag-Hunt Game* („Hirschjagdspiel“) auf. Zwei Spieler entscheiden gleichzeitig (ohne Kenntnis der Wahl des anderen) zwischen zwei Alternativen. Das Spiel hat zwei Nash-Gleichgewichte in reinen Strategien, von welchen eines auszahlungsdominant und das andere risikodominant ist.

Die Bezeichnung „Hirschjagdspiel“ geht auf Jean-Jacques Rousseau zurück, der das Koordinationsproblem folgendermaßen verdeutlichte: Zwei Jäger möchten einen Hirsch schießen, können diesen aber nur gemeinsam erlegen. Zudem haben beide die Möglichkeit, ohne die Hilfe des jeweils anderen einen Hasen zu erjagen, der aufgrund der geringeren Fleischmenge jedoch eine niedrigere Ausbeute liefert. Vertrauen sich beide Akteure gegenseitig, werden sie zusammen den Hirsch erlegen und das optimale Ergebnis erzielen. Diese Strategie erfordert allerdings die Bereitschaft, ein gewisses Risiko einzugehen und auf die sichere Alternative zu verzichten²⁰⁴.

²⁰⁴Vgl. Rousseau (1984), S. 111.

Das korrespondierende Spiel in seiner allgemeinen Form zeigt Tabelle 9.2.

$a_{1,1}, b_{1,1}$	$a_{1,2}, b_{1,2}$
$a_{2,1}, b_{2,1}$	$a_{2,2}, b_{2,2}$

Tabelle 9.2.: Allg. Darstellung zur Risikodominanz

Die Entscheidungen in $(a_{1,1}, b_{1,1})$ und $(a_{2,2}, b_{2,2})$ sind strikte Nash-Gleichgewichte mit reinen Strategien, wenn die Ungleichungen in 9.2 wahr sind.

$$a_{1,1} > a_{2,1}, \quad b_{1,1} > b_{1,2}, \quad a_{2,2} > a_{1,2}, \quad b_{2,2} > b_{2,1} \quad (9.2)$$

Gleichgewicht $(a_{1,1}, b_{1,1})$ ist zusätzlich risikodominant wenn gilt:

$$(a_{1,1} - a_{2,1}) \cdot (b_{1,1} - b_{1,2}) \geq (a_{2,2} - a_{1,2}) \cdot (b_{2,2} - b_{2,1}) \quad (9.3)$$

Für das umgekehrte Verhältnis ist Gleichgewicht $(a_{2,2}, b_{2,2})$ risikodominant²⁰⁵.

Gemäß Harsanyi und Selten (1988) und Selten (1995) wählen rationale Spieler das auszahlungsdominante Gleichgewicht, demgegenüber prognostizieren Carlsson und van Damme (1993), dass die risikodominante Strategie gewählt wird²⁰⁶. Gemäß Samuelson (1997) hängt die Wahrscheinlichkeit für eines der beiden Gleichgewichte von den Auszahlungen im Spiel ab: Es ist wahrscheinlicher, dass die auszahlungsdominante Strategie gewählt wird, wenn $D \geq B$ (vgl. Tabelle 9.3).

	X	Y
X	(A, A)	(C, B)
Y	(B, C)	(D, D)

Tabelle 9.3.: Allg. Darstellung zur Risikodominanz (2)

In Experimenten wurde der Einfluss verschiedener Faktoren untersucht. So fanden Clark und Sefton (2001) heraus, dass die Wahrscheinlichkeit für das auszahlungsdominante Gleichgewicht größer ist, wenn die Spielpaare fixiert werden, und geringer, wenn die Spielpaare wechseln. Schmidt (2003) konnte diese Theorie allerdings nicht belegen. Andere Experimente untersuchten zum Beispiel den Einfluss von Kurznachrichten, welche Spieler vorab untereinander austauschen konnten²⁰⁷. Battalio, Samuelson und van Huyk (2000) variierten

²⁰⁵Vgl. Young (1998), S. 66.

²⁰⁶Vgl. Feltovich/ Iwasaki/ Oda (2008), S. 1-5.

²⁰⁷Vgl. Ebd.

in ihrem Experiment die Optimierungsprämie, das heißt die Differenz zwischen der besten Antwort auf eine mögliche Strategie des Gegenspielers und der unterlegenen Antwort (vgl. Tabellen 9.4 bis 9.6). Im ersten Durchlauf des Experiments zeigten die Ergebnisse keine signifikanten Unterschiede, dies änderte sich jedoch mit zunehmender Anzahl an Wiederholungen. Je höher die Optimierungsprämie, desto größer war die Wahrscheinlichkeit für die risikodominante Strategie: Nach 75 Wiederholungen lag in der 2 R Variante zu 95 % das risikodominante Gleichgewicht vor, in der R Variante waren es 75 % und in der 0.6 R Variante 56 %²⁰⁸.

	X	Y
X	(45, 45)	(0, 35)
Y	(35, 0)	(40, 40)

Tabelle 9.4.: 2 R Variante, Quelle: Battalio/ Samuelson/ van Huyk (2000)

	X	Y
X	(45, 45)	(0, 40)
Y	(40, 0)	(20, 20)

Tabelle 9.5.: R Variante, Quelle: Battalio/ Samuelson/ van Huyk (2000)

	X	Y
X	(45, 45)	(0, 42)
Y	(42, 0)	(12, 12)

Tabelle 9.6.: 0,6 R Variante, Quelle: Battalio/ Samuelson/ van Huyk (2000)

Eine Übersicht über Experimente zum Einfluss des Auszahlungsniveaus und dem Einfluss möglicher bzw. sicherer Verluste geben zum Beispiel Feltovich, Iwasaki und Oda (2008). In ihrem eigenen Experiment untersuchen sie drei Versionen des *Stag-Hunt Game*: eines mit hohen möglichen Auszahlungen (*high-payoff game*, SHH), ein zweites mit mittleren möglichen Auszahlungen und möglichen Verlusten (*medium-payoff game*, SHM) und ein drittes mit geringen Auszahlungen und sicheren Verlusten (*low-payoff game*, SHL). Gespielt wurden jeweils vier Varianten. Die ersten Varianten umfassten vollständige Informationen bezüglich der Payoff-Matrizen, gespielt wurde eine one-shot Runde und eine Runde mit jeweils 40 Wiederholungen und wechselnden Spielpartnern. In den verbleibenden beiden Varianten wurden wiederum 40 Wiederholungen gespielt, allerdings war den Spielern nicht bekannt, welche der Matrizen vorlag. In der ersten Runde mit begrenzten Informationen wechselten die Spielpartner, in der zweiten Runde blieben diese konstant. Die Ergebnisse gaben eine Reihe von Indikationen. Erstens stieg die Wahrscheinlichkeit für die risikodominante

²⁰⁸Vgl. Battalio/ Samuelson/ van Huyk (2000).

Strategie, wenn weniger Informationen vorlagen und die Spielpartner wechselten. Zweitens war es im SHL-Spiel mit sicheren Verlusten bei Wahl der risikodominanten Strategie und möglichen Verlusten bei Wahl der auszahlungsdominanten Strategie wahrscheinlich, dass die auszahlungsdominante Strategie gewählt wird. Im Gegensatz dazu war im SHM-Spiel die Wahrscheinlichkeit für das risikodominante Gleichgewicht relativ hoch. Hier konnte es in Abhängigkeit von der Entscheidung des anderen Spielers nur bei Wahl der auszahlungsdominanten Strategie zu Verlusten kommen²⁰⁹.

Betrachtet man das Benchmarking auf Gesamtkostenbasis als großes Experiment für ein Hirschjagd-Spiel, sind folgende Rahmenbedingungen zu postulieren:

1. Aufgrund der Konzeption des Benchmarkings wissen die Unternehmen nicht, wer ihre jeweiligen „Spielpartner“ sind und ob diese im nächsten Vergleichsverfahren wechseln;
2. Die Konzeption ähnelt dem SHM-Spiel von Feltovich, Iwasaki und Oda (2007) mit möglichen Verlusten.

Wird die Annahme aufgehoben, dass alle möglichen Spielpartner dem gleichen Investitionszyklus folgen, gewinnt die Entscheidungssituation sowohl an Komplexität als auch an Risiko. Die Simulation zeigte, dass für unterschiedliche Zeitpunkte sowohl ein sinkender als auch ein steigender Gesamtkapitalbestand effizient sein kann. Die Folge für die Effizienzeinschätzung sei an einem Beispiel verdeutlicht.

Ist der Anlagenpark relativ neu und tritt ein Unternehmen *A* in die Phase ein, in welcher ein Teil der Anlagen vollständig abgeschrieben ist, wird der optimale Ersatzzeitpunkt für diese Anlagen noch nicht erreicht sein. Wenn die Annuitäten auf Basis der aktuellen Buchwerte berechnet werden, sinken die kumulierten Annuitäten. Die Gesamtkosten des Unternehmens nehmen ab, obwohl es nicht effizienter geworden ist, denn alle Punkte auf der blau-gestrichelten Kurve sind Orte effizienten Verhaltens. Trotzdem erscheint es im Benchmarking effizienter als vorher. Ein Unternehmen *B* besitzt einen älteren Anlagenpark als Unternehmen *A* und tritt in eine Phase ein, in welcher die Summe der Anlagen, deren optimaler Ersatzzeitpunkt erreicht ist, höher ist als die Summe der Anlagen, die vollständig abgeschrieben werden. In Folge erhöht es die kumulierten Kapitalkosten und somit die Gesamtkosten, ohne dass es tatsächlich ineffizienter wird. Trotzdem scheint dies gemäß des folgenden Benchmarkings der Fall zu sein.

Vor diesem Hintergrund hat ein Unternehmen mit steigendem Investitionsbedarf nur begrenzte Informationen darüber, inwiefern sein Peer-Unternehmen einen ähnlichen Bedarf hat. Damit verbunden weiß es nicht, wie sein Spielpartner die Strategien „Investieren“ und „Nicht Investieren“ bewertet. Wenn er einen sinkenden Investitionsbedarf hat, liegt für ihn

²⁰⁹Vgl. Feltovich/ Iwasaki/ Oda (2007), S. 5-16.

eine andere Auszahlungsmatrix mit nur einem Nash-Gleichgewicht in reinen Strategien vor. Für das Unternehmen mit sinkenden Investitionen ist die Strategie „Investieren“ ineffizient und deshalb mit keinen oder sogar negativen Auszahlungen verbunden.

Mit diesen Randbedingungen und auf Basis evolutionsökonomischer Literatur ist es wahrscheinlich, dass die regulierten Unternehmen mittel- bis langfristig zur risikodominanten Strategie tendieren und unzureichende Investitionen tätigen. Aufgrund des Lerneffekts ist anzunehmen, dass sich die Situation im Verlauf der Zeit verschärft. Mit höheren Auszahlungen (höheren Renditen) für die Option „Investieren“ kann diesem Problem wahrscheinlich nicht oder nur begrenzt begegnet werden. Da auch eine weitergehende Normierung der Kapitalkosten nicht oder nur mit einem unzumutbar hohen Aufwand möglich ist, ist die Konzeption und Rolle des Benchmarkings im weiteren Verlauf der Arbeit grundsätzlich zu diskutieren. Dieser Punkt wird in Teil 5 aufgegriffen, um Empfehlungen für die Regulierung in Deutschland aufzuzeigen.

9.4. Die Option, Investitionen zu verzögern

Abschließend sind die realoptionstheoretischen Ansätze zu nennen, insbesondere für eine Bewertung der Warteoption. Denn nicht nur die Frage, ob es rational ist zu investieren, sondern auch der Zeitpunkt der Investition ist unter Unsicherheit von Bedeutung. Wenn Unklarheit über zukünftige Entwicklungen besteht, ist Flexibilität ein wichtiger Erfolgsfaktor, denn es besteht die Option, Investitionen in die Zukunft zu verschieben und hierdurch einen besseren Informationsstand zu erlangen. Deshalb kann die alleinige Betrachtung des Kapitalwertes in einer unsicheren Umwelt bei vollständig oder zumindest teilweise irreversiblen Ausgaben dem Ziel der Vermögensmaximierung zuwider laufen²¹⁰.

Fasst man die Handlungsflexibilitäten als realwirtschaftliche Optionsrechte auf, die für den Halter – analog zur Finanzoption – Gewinnpotenziale vergrößern und/ oder Verlustrisiken minimieren, können sie als Realoptionen bezeichnet werden²¹¹. So wird bei Anwendungen der Realoptionentheorie von einer Analogie zwischen Finanzoptionen und den Entscheidungsmöglichkeiten bei realen Optionen ausgegangen. Sie beruhen auf folgenden Merkmalen:

1. der vorhandenen Flexibilität, d.h. das Recht und nicht die Verpflichtung, eine bestimmte Transaktion auszuüben;
2. der Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Rahmenbedingungen und

²¹⁰Vgl. Bank/ Mager (2000), S. 302.

²¹¹Vgl. Hommel/ Pritsch (2001), S. 4.

3. der Irreversibilität – einmal ausgeübt erlischt der Optionswert²¹².

Der Wert der Flexibilität wird folgend als Optionswert bezeichnet: Er ist umso höher, je größer das Risiko ist. Damit hängt er unter anderem vom Grad der Ungewissheit bezüglich der Nachfrageentwicklung, der technischen Entwicklung oder der rechtlichen Rahmenbedingungen ab²¹³. Nur bei vollständiger Information oder vollständiger Reversibilität besitzt die Flexibilität keinen Wert.

Sobald investiert wird, geht die Flexibilität verloren und es entstehen Opportunitätskosten, die genau dem Wert der Flexibilität entsprechen²¹⁴. Die Definition eines erweiterten Barwertes (*ENPV*) ergänzt den statischen Barwert (*NPV*) wie in Gleichung 9.4 dargestellt um diese Optionsprämie *OP*²¹⁵.

$$ENPV = NPV + OP \quad (9.4)$$

Tabelle 9.7 fasst die Analogien zwischen *ENPV* und Finanzoption zusammen. Gleich dem *ENPV* setzt sich der Wert von Finanzoptionen aus zwei Teilen zusammen, einem inneren Wert und einem Aufpreis (auch Zeitwert genannt). Ersterer entspricht dem Betrag, der in dem Augenblick erzielt wird, in dem man die Option einlöst, er entspricht dem statischen *NPV* einer Realoption. Der zweite Teil spiegelt monetär die Wahrscheinlichkeit wider, dass der Basiswert der Option noch steigt. Der Aufpreis ist immer positiv, denn es besteht zu jedem Zeitpunkt die Wahrscheinlichkeit für einen Aufwärtstrend und im Fall eines Abwärtstrends muss die Option nicht eingelöst werden²¹⁶.

	Finanzoption	Realoption
Basiswert	Aktueller Aktienwert	NPV
Ausübungspreis	Vereinbarter Aktienpreis	Investitionskosten
Laufzeit	Laufzeit der Finanzoption	Solange Investition möglich
Risiko	Volatilität des Aktienpreises	Ungewisse Barwertentwicklung
Zinssatz	Zinssatz einer risikofreien Anlage	Zinssatz einer risikofreien Anlage
Dividenden	Ausschüttungen	Durch Warten verlorene Renditen

Tabelle 9.7.: Analogien zw. Finanz- und Realoptionen, Quelle: Vollert (2003), S. 14-16

Aus den verschiedenen Typen von Realoptionen ist für die Analyse des Investitionsverhaltens regulierter Verteilnetzbetreiber die Verzögerungsoption relevant (*option to defer*).

²¹²Vgl. Ebd., S. 9.

²¹³Vgl. Amend (2001), S. 25.

²¹⁴Vgl. Ebd., S. 6.

²¹⁵Vgl. Vollert (2003), S. 7-13.

²¹⁶Vgl. Ebd., S. 14-16.

Annahme ist, dass Unternehmen die Investition nicht sofort tätigen müssen, sondern warten können. Um den optimalen Investitionszeitpunkt zu bestimmen, müssen die Vorteile des Wartens mit dessen Opportunitätskosten verglichen werden. Das heißt, der Nutzen zusätzlicher Informationen wird dem durch die Verzögerung entgangenen Kapitalrückfluss gegenübergestellt²¹⁷. In der Optionentheorie wird zur Modellierung von Warteoptionen meist die geometrische Brown'sche Bewegung gewählt, auf ihr basiert unter anderem auch das bekannteste und 1997 mit einem Nobelpreis ausgezeichnete *Black/Scholes Optionspreismodell*²¹⁸. Auf eine ausführliche Beschreibung wird im Rahmen dieser Arbeit verzichtet, es sei jedoch z.B. auf Merton (1990), Klump (1985) und auf Dixit und Pindyck (1994) verwiesen²¹⁹.

Im Kontext regulierter Verteilnetze und irreversibler Investitionen kann eine Reihe von Unsicherheiten die Investitionsentscheidung beeinflussen, so dass die Warteoption einen positiven Wert haben kann, unter anderem:

- Unsicherheiten bezüglich der Nachfrageentwicklung (relevant bei einer Price-Cap Regulierung);
- Unsicherheiten bezüglich der technologischen Entwicklung und damit verbunden der Inputpreisentwicklung;
- Unsicherheiten bezüglich des Effizienzfaktors und
- Unsicherheiten bezüglich der zugestandenen (regulatorischen) Renditen.

Wie sich diese Unsicherheiten auf den erweiterten Barwert, auch „Schattenpreis“, auswirken, untersuchen zum Beispiel Nagel und Rammerstorfer (2008) sowie Panteghini und Scarpa (2001) bzw. (2003). Die Studien zeigen, dass der Schattenpreis umso höher ist, je unsicherer die zukünftigen Entwicklungen sind und je höher die Effizienzvorgabe ist. Die erwartete Entwicklung der Effizienzvorgabe kann sich unterschiedlich auswirken: Bei einem erwarteten Sinken fällt auch der Schattenpreis. Bei einem erwarteten Steigen sinken zwar auf der einen Seite die erwarteten Renditen, gleichzeitig verringert sich aber auf der anderen Seite der Optionswert. Deshalb kann hier nicht eindeutig vorhergesagt werden, wie sich der Schattenpreis entwickelt. Wenn dieser nicht erreicht werden kann, ist es rational zu warten, das heißt die Investitionen zu verzögern. Nagel und Rammerstorfer (2008) schlagen deshalb eine Kombination aus Anreizregulierung und Investitionsanreizen vor.

Panteghini und Scarpa untersuchen, ob die Implementierung eines *Profit-Sharing Mechanismus* und die damit korrespondierende geringere Unsicherheit bzgl. des regulatorischen

²¹⁷Vgl. Ebd., S. 17.

²¹⁸Vgl. Hommel/ Müller (1999), S. 181.

²¹⁹Vgl. Bank/ Mager (2000), S. 303.

Kommitments Einfluss auf die Investitionsstrategie haben kann. Die theoretischen Modelle zeigen jedoch, dass der Wert der Verzögerungsoption genau um den Wert sinkt, um den die Renditen geschmälert werden. Sie folgern deshalb

„If regulatory surprises are linked to profits, profit sharing is irrelevant because it protects the firm when it does not need to be protected, namely when profits are high.²²⁰“

Insgesamt ergänzen und bestätigen die Ergebnisse aus dem Bereich der Realoptionentheorie die bisherigen Erkenntnisse. Ein wichtiger Mehrwert ergibt sich aus der Möglichkeit, den optimalen Investitionszeitpunkt unter Berücksichtigung von Unsicherheit simulieren und die jeweiligen Schattenpreise bestimmen zu können.

²²⁰Panteghini/ Scarpa (2003), S. 4.

10. Handlungsspielräume der Unternehmen und Hypothesen

Aufbauend auf den theoretischen Modellen stellt sich die Frage, welche konkreten Handlungsspielräume für die regulierten Unternehmen resultieren und wie diese zu bewerten sind. Die Systematisierung der Handlungsspielräume erfolgt angelehnt an die Regulierungsziele der produktiven und qualitativen Effizienz in kurzer (statischer) und langfristiger (dynamischer) Perspektive. Der Fokus liegt auf Maßnahmen, die kurz- oder langfristig die Versorgungsqualität beeinflussen.

Zum einen kann das Regulierungssystem Anreize für zu hohe oder zu geringe Investitionen setzen. Der erste Fall wird – in Anlehnung an die Literatur – als *Goldplanting* bezeichnet, der zweite als *Verzögerungsstrategie*. Ersterer führt zu einer steigenden, letzterer zu einer sinkenden Versorgungsqualität. Aufgrund des Hystereseeffekts entfalten beide Strategien nicht sofort ihre volle Wirkung, sondern zeigen erst langfristig einen deutlichen Effekt. Es resultieren folgende Hypothesen:

- **Hypothese 1:** Investitionen, die vom erforderlichen Maß abweichen, um die Versorgungsqualität zu halten, beeinflussen diese kurzfristig nur gering.
- **Hypothese 2:** Investitionen, die vom erforderlichen Maß abweichen, um die Versorgungsqualität zu halten, beeinflussen diese langfristig merklich.

Die Anreize für das *Goldplanting* sind umso größer, je höher die erzielbaren Renditen sind und je höher die Planungssicherheit ist. Erstere werden vor allem durch die genehmigte regulatorische Kapitalverzinsung, den zeitlichen Verzug bis zur Anpassung der Erlöse und durch die Höhe der Effizienzvorgaben beeinflusst. So spielt hier die konkrete Ausgestaltung der Methode eine Rolle: Die Strategie ist umso wahrscheinlicher, je näher das Konzept an einer RoR-Regulierung ist und je geringer die Kostensenkungsanreize sind. Auf der anderen Seite ist die *Verzögerungsstrategie* umso wahrscheinlicher, je stärker die Kostensenkungsanreize der Regulierung sind (RPI-X Konzept oder Yardstick-Regulierung ohne Korrekturfaktoren für Qualität und Investitionen).

Die Planungssicherheit bestimmt sich durch die zeitliche Konsistenz des Regulierungssystems und insbesondere durch das Vertrauen der Unternehmen, dass der Regulierer sich nicht opportunistisch verhält. Darüber hinaus ist es im Falle eines Benchmarkings auf Gesamtkostenbasis durch das unsichere Verhalten der übrigen Marktteilnehmer beeinflusst. Außerdem ist ein Verständnis des Regulierungssystems eine wichtige Voraussetzung für eine gute Planungssicherheit, dazu gehören insbesondere transparente Regulierungsziele, nachvollziehbare Entscheidungen des Regulierers sowie eine ausreichende Datenverfügbarkeit.

Insofern die Kapitalkosten bei Investitionen mit hinreichend hoher Wahrscheinlichkeit gedeckt sind, führt eine besonders gute Versorgungsqualität neben den erwarteten Renditen zu einem guten Image bzw. schützt vor öffentlicher Kritik. Dieser Aspekt und eine zusätzlich implementierte Qualitätsregulierung können sich darüber hinaus zugunsten höherer Investitionen auswirken.

Aufgrund dieser Merkmale ist das *Goldplanting* umso wahrscheinlicher und die *Verzögerungsstrategie* umso unwahrscheinlicher, je stärker das Regulierungskonzept einer RoR-Regulierung gleicht, je höher die genehmigten Kapitalrenditen im Vergleich zu den tatsächlichen Kapitalkosten sind und je höher die Planungssicherheit ist. Zudem wird sich die Implementierung einer Qualitätsregulierung wahrscheinlich positiv auf die Höhe der Investitionen auswirken. Es ergeben sich folgende vier Hypothesen:

- **Hypothese 3:** Eine RoR-Regulierung führt zu höheren Investitionen.
- **Hypothese 4:** Eine Qualitätsregulierung führt zu höheren Investitionen.
- **Hypothese 5:** Je höher die Kostensenkungsanreize, desto geringer die Investitionen.
- **Hypothese 6:** Je höher die Planungssicherheit, desto höher die Investitionen.

Zusätzlich zu Investitionen haben die regulierten Unternehmen die Möglichkeit, durch operative Maßnahmen die Versorgungsqualität kurz- und mittelfristig zu beeinflussen. Als Beispiel kann die Verkürzung der Störungsdauer durch einen erhöhten Personaleinsatz genannt werden. Hier kann die Regulierung die Branche wiederum in zweierlei Weise beeinflussen. Zum einen durch Anreize, die operativen Kosten zu erhöhen und die Versorgungsqualität kurzfristig zu verbessern. Zum anderen können Anreize entstehen, die operativen Kosten in den entsprechenden Bereichen zu senken, wodurch die Versorgungsqualität kurz- bis mittelfristig fällt. Je nach Ausgangsniveau der Versorgungsqualität können beide Strategien aus volkswirtschaftlicher Perspektive vorteilhaft sein.

Die Anreize für die Strategie der schnellen Verbesserung werden vor allem durch eine kurzfristige Belohnung oder Pönalisierung bei Änderungen der Versorgungsqualität gesetzt, wenn eine ausreichende Planungssicherheit besteht. Von übergeordneter Bedeutung ist die

Implementierung einer Qualitätsregulierung. Außerdem fördert eine RoR-Regulierung Ergänzungsinvestitionen, die zu einer mittelfristigen Verbesserung führen, z.B. eine Verstärkung der Automatisierung. Die kurz- bis mittelfristige Verschlechterung kann rational sein, wenn die Regulierung starke Kostensenkungsanreize setzt und Veränderungen der Qualität nicht Bestandteil des Regulierungssystems sind. Zusammenfassend können folgende Hypothesen ergänzt werden:

- **Hypothese 7:** Eine RoR-Regulierung fördert Ergänzungsinvestitionen und somit auch kurzfristig eine Erhöhung der Versorgungsqualität.
- **Hypothese 8:** Eine Qualitätsregulierung fördert Maßnahmen für eine kurzfristige Verbesserung der Versorgungsqualität.
- **Hypothese 9:** Je höher die Kostensenkungsanreize, desto weniger Maßnahmen für eine kurzfristige Verbesserung der Versorgungsqualität werden ergriffen.
- **Hypothese 10:** Je höher die Planungssicherheit, desto mehr Maßnahmen für eine kurzfristige Verbesserung der Versorgungsqualität werden ergriffen.

Zusammenfassend beeinflussen verschiedene Faktoren der Regulierung Entscheidungen der Unternehmen, die geeignet sind, die Versorgungsqualität kurz- und langfristig zu beeinflussen. Insgesamt reagiert die Versorgungsqualität eher träge und somit langfristig stärker als kurzfristig auf die gegebenen Anreize. Das betrifft vor allem die Wirkung von Investitionen (ausgenommen eine Erhöhung der Automatisierung), während operative Maßnahmen sowie eine Erhöhung der Automatisierung bereits kurzfristig merkliche Effekte herbeiführen können. Deshalb kann es innerhalb eines gegebenen regulatorischen Rahmens aufgrund aktueller Maßnahmen zunächst zu einer Verbesserung und anschließend zu einer Verschlechterung der Qualität kommen. Die Unternehmen haben in diesem Zusammenhang einen Informationsvorsprung bei der Bewertung des Investitionsniveaus, so können bei steigendem Bedarf zunehmende Investitionen zu gering sein und umgekehrt. Erst diese Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und Unternehmen ermöglicht die Verfolgung der verschiedenen Strategien.

Aus Sicht des Regulierers kann das aktuelle Qualitätsniveau die Priorisierung der Regulierungsziele (qualitative vs. produktive Effizienz) beeinflussen. Je geringer das aktuelle Qualitätsniveau, desto wahrscheinlicher wird das Konzept eine RoR- und eine Qualitätsregulierung beinhalten und desto geringer werden die Kostensenkungsanreize sein. Gleichzeitig ist es aus technischer Sicht leichter, eine bestimmte Qualitätsverbesserung herbeizuführen, wenn das gegebene Qualitätsniveau eher gering ist, als wenn es bereits sehr hoch ist. Diese Punkte werden in den abschließenden Hypothesen zusammengefasst:

- **Hypothese 11:** Je geringer das Qualitätsniveau, desto wahrscheinlicher ist eine RoR-Regulierung implementiert.
- **Hypothese 12:** Je geringer das Qualitätsniveau, desto wahrscheinlicher ist eine Qualitätsregulierung implementiert.
- **Hypothese 13:** Je geringer das Qualitätsniveau, desto geringer die Kostensenkungsanreize.

Eine Herausforderung für empirische Untersuchungen ist, dass die Regulierungskonzepte eine Vielzahl der genannten Anreize vereinen und das Verhalten der Unternehmen demnach eine Reaktion auf sich überlagernde Einflüsse ist. Dabei spielen neben objektiven Faktoren die individuellen Prioritäten und die spezifische Risikoeinstellung der Akteure eine Rolle. Erschwerend kommt hinzu, dass es in der Natur des strategischen Verhaltens liegt, schwer identifizier- und belegbar zu sein. So ist es nicht nur reflexiv, indem die Akteure bei ihren Entscheidungen mögliche zukünftige Rahmenbedingungen berücksichtigen und es auf die Maximierung des eigenen Nutzens, i.d.R. der Gewinnmaximierung, ausrichten. Es ist zudem relational, das heißt die Akteure antizipieren wahrscheinliche Reaktionen der anderen, betroffenen Akteure. Außerdem hat es eine zeitliche Dimension, so besteht zum Beispiel bei irreversiblen Investitionen die Möglichkeit des Opportunismus. Auch kann neben der direkten Wirkung die Stärkung der zukünftigen Positionen eine Rolle spielen. Schließlich muss die externe Rechtfertigung der Handlungen nicht mit dem Zweck bzw. der Absicht übereinstimmen²²¹.

Demnach können die folgenden empirischen Analysen die Wirkung von Regulierungssystemen auf das Verhalten der Verteilnetzbetreiber keinesfalls umfassend erklären. Ziel ist es jedoch, die Wirkungsmechanismen — mittels der expliziten zeitlichen Differenzierung und der Trennung der Wirkung von operativen Maßnahmen und Investitionen auf die Versorgungsqualität — ein Stück weit besser zu verstehen.

²²¹Vgl. Heuvelhof (2008), S. 162-166.

11. Zusammenfassung des zweiten Teils

Der zweite Teil der Dissertation stellt theoretische Ansätze vor, die einen Beitrag zur Erklärung der Wirkung von Regulierungssystemen auf Investitionsentscheidungen liefern. Bei der Auswahl der Modelle ging die Autorin davon aus, dass Investitionsentscheidungen insbesondere von folgenden Faktoren abhängen:

- dem erwarteten, erreichbaren Kapitalwert bzw. Internen Zinsfuß;
- dem Risiko, diesen Wert zu unterschreiten (Unsicherheit) und
- den potenziellen Informationsvorteilen bei einer Verzögerung der Investition.

Die ersten beiden Punkte betreffen insbesondere die Frage, ob es rational ist, zu investieren, während der letzte Punkt die Frage nach dem Wann ergänzt.

Einleitend wird in Kapitel 6 ein Überblick über relevante Literatur gegeben, der sicherlich nicht erschöpfend ist. Jedoch ist er geeignet, bestehenden Forschungsbedarf auf theoretischer und empirischer Ebene hervorzuheben.

Eine weitere wichtige Grundlage ist die Systematisierung von Investitionen, wie sie in Kapitel 7 dargestellt wird. Von Bedeutung für die folgenden Untersuchungen ist insbesondere die Unterscheidung in Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen sowie das Merkmal der Irreversibilität.

Auf dieser Basis umfasst Kapitel 8 die Analyse des Einflusses von Regulierungskonzepten auf die Vorteilhaftigkeit von Investitionen. Die Simulation des Kapitalwertes bzw. des Internen Zinsfußes im Rahmen einer reinen Erlösobergrenzenregulierung zeigt, dass die zeitliche Verzögerung zwischen Investition und Zugeständnis der Mehrerlöse einen massiven Einfluss auf die Vorteilhaftigkeit von Investitionsprojekten hat. Dieser Effekt allein reduziert den erzielbaren Kapitalwert um gut 15 % bis knapp 32 %, je nach konkretem Investitionszeitpunkt. Je höher die erforderliche Verzinsung, desto stärker der Effekt. Da zudem der Investitionszeitpunkt (Jahr der Regulierungsperiode) einen äußerst starken Einfluss auf die Höhe der Barwertminderung hat, führt der Zeitverzug zu kritischen Zeitpräferenzen. Weitere Einflussfaktoren (Einrasten, verringerter Restbuchwert als Ausgangsbasis, Effizienzfaktor) fallen deutlich weniger ins Gewicht. So liegt die erzielbare Gesamtverzinsung

zwischen 3,31 % und 5,17 %, daraus resultiert gemäß den Modellannahmen eine erzielbare Eigenkapitalrendite in Höhe von 2,87 % bis 5,80 %. Die Werte liegen - selbst unter Ausschluss von Effizienzvorgaben - deutlich unter den Referenzwerten: Als angemessenen WACC setzt die BNetzA 5,65 % nach Steuern bei einem Eigenkapitalzins von 7,82 % fest²²². Die Analyse zeigt demnach, dass die Investitionshemmnisse im Rahmen einer Erlösberggrenzenregulierung hoch sind, insofern der Zeitverzug nicht effizient kompensiert wird.

Kapitel 9 ergänzt die Betrachtung um den Aspekt der Unsicherheit. Dieser Einfluss auf Investitionsentscheidungen wurde in mehreren Schritten untersucht. Zuerst wird das CAPM vorgestellt, mittels welchem der Einfluss des systematischen Risikos in der Regulierungspraxis ermittelt wird. Darauf aufbauend wird der Risikozuschlag für den regulatorischen Zinssatz bestimmt. Die beiden folgenden Abschnitte greifen auf spieltheoretische Ansätze zurück. So wird zum einen gezeigt, dass die Einhaltung des regulatorischen Kommitments wesentlich ist, damit keine starken Investitionshemmnisse entstehen. Zum anderen wird der Einfluss des Verhaltens anderer Marktteilnehmer auf die Vorteilhaftigkeit von Investitionen analysiert, wenn die Kapitalkosten der Unternehmen Eingang in das regulatorische Benchmarking finden. Dies führt zu einem Spiel mit zwei Nash-Gleichgewichten in reinen Strategien, von denen eines auszahlungs- und eines risikodominant ist. Die Entscheidungssituation wird durch eine schwankende Gesamtkapitalkostenbasis, die charakteristisch für ein effizientes Investitionsverhalten ist, verschärft. Mit dieser Konstellation legt die evolutionstheoretische Literatur nahe, dass die Unternehmen mittel- bis langfristig zur risikodominanten Strategie tendieren. In anderen Worten: Es drohen Unterinvestitionen. Abschließend wird die Betrachtung durch die Option, Investitionen zu verzögern, ergänzt, denn nicht nur ausbleibende sondern auch verzögerte Investitionen können die Gesamtwohlfahrt schmälern. Hier werden Modelle der Realoptionentheorie zu Grunde gelegt. Als Quintessenz kann festgehalten werden, dass abhängig vom Effizienzwert bzw. der insgesamt zulässigen Erlöse und von den bestehenden Unsicherheiten die Verzögerungsstrategie rational sein kann.

Insgesamt lassen die Untersuchungen den Schluss zu, dass ohne ergänzenden Investitionsanreiz im Rahmen einer Anreizregulierung (Erlös- oder Preisobergrenzenregulierung bzw. Yardstickregulierung) Unterinvestitionen wahrscheinlich sind. Zudem spielt die Höhe der Planungssicherheit und das regulatorische Kommitment eine wichtige Rolle. Auf dieser Grundlage konnten in Kapitel 9 Hypothesen formuliert werden, die im weiteren Verlauf der Dissertation empirisch zu untersuchen sind.

Somit wird in den folgenden Teilen 3 und 4 die Welt der Theorie ergänzt um den reichen Erfahrungsschatz der internationalen Regulierungspraxis.

²²²Stand April 2011.

Teil III.

Regulierungssysteme in der internationalen Praxis

Nachdem das theoretische Fundament in den ersten beiden Teilen gelegt wurde, wird im dritten Teil der Dissertation die praktische Ausgestaltung und Entwicklung anreizbasierter Regulierungssysteme in der internationalen Praxis untersucht. Zu diesem Zweck wird die Regulierung in sieben ausgewählten europäischen Ländern vorgestellt und das deutsche Regulierungssystem im Detail beschrieben. Zentrale Fragen, die mit diesen Studien beantwortet werden sollen, sind:

- Wie werden die in Teil 1 vorgestellten Regulierungskonzepte praktisch umgesetzt?
- Wie können die praktisch angewendeten Systeme bewertet werden?
- Welche Informationen sind relevant für die Interpretation der Umfrageergebnisse in Teil 4?
- Welche Aspekte bzw. Instrumente sind für die Empfehlungen für alternative, zukünftige Konzepte in Deutschland bedeutsam?

Zunächst wird in Kapitel 12 ein Überblick über die europäische Regulierungspraxis gegeben und es werden Vergleichsländer ausgewählt. Die Länderauswahl erfolgte mit der Zielsetzung, ein möglichst breites Spektrum an Methoden zu erforschen und dabei vor allem Länder mit einer längeren Regulierungserfahrung zu erfassen. Kapitel 13 stellt die Regulierung der Verteilnetze in Deutschland im Detail dar. Sie ist der Referenzpunkt für die Schlussfolgerungen und Empfehlungen im fünften Teil vorliegender Dissertation. Die Übersicht über Regulierungskonzepte in ausgewählten Vergleichsländern in Kapitel 14 bietet zum einen notwendige Informationen für die Interpretation der Umfrageergebnisse in Teil 4 dieser Arbeit. Zum anderen liefert sie einen umfangreichen Instrumentenkasten, um alternative Konzepte für die zukünftige Regulierung in Deutschland zu entwerfen und zu bewerten. Um diese Zwecke zu erfüllen, wird neben der jeweiligen Bewertung und Beschreibung des Status Quo der Regulierung ein besonderes Augenmerk auf spezifische Instrumente gelegt, z.B. auf den *Sliding Scale Mechanismus* in Großbritannien oder den *Justierungsparameter* für Investitionen in Norwegen.

12. Europäische Regulierungspraxis und Länderauswahl

Auf internationaler Ebene reicht die Regulierungserfahrung zum Teil weit zurück, als erstes Land unternahm Chile Anstrengungen, mit der Privatisierung wesentlicher EVU zwischen 1986 und 1989 die Elektrizitätswirtschaft umzustrukturieren. Das chilenische Modell hat später insbesondere Lateinamerika und Südeuropa beeinflusst²²³. In Südamerika folgte Argentinien im Jahr 1992; kurz darauf Bolivien, Kolumbien sowie Peru und Mitte der 90er Jahre Brasilien²²⁴. Einflussreich für die Entwicklung in Zentral- und Nordeuropa war das Beispiel Großbritanniens mit seiner Reform von 1989. Diesem Beispiel folgte Norwegen im Jahre 1991²²⁵. 1996 wurden schließlich durch die Richtlinie 96/92/EC die Leitplanken für einen europäischen Binnenmarkt für Elektrizität gesetzt und damit die Reform der Märkte im gesamten EU-Raum angestoßen. Anhang A gibt einen Überblick über die allgemeinen Methoden, die zuständigen Regulierungsbehörden und die Länge der Regulierungserfahrung für die Länder der Europäischen Union und Norwegen. Die entsprechenden Informationen für eine Reihe außereuropäischer Länder finden sich z.B. bei Jamasb und Pollitt (2000).

Deutschland hat eine relativ kurze Erfahrung mit der Regulierung seiner elektrischen Netze, erst 2005 wurde eine Cost-Plus Regulierung eingeführt und mit Beginn des Jahres 2009 eine anreizbasierte Regulierung implementiert. Allerdings bietet die Analyse internationaler Erfahrungen eine gute Basis, um Lehren zu ziehen und daraus Empfehlungen für das deutsche System abzuleiten. Zu diesem Zweck wurden einige europäische Ländern ausgewählt und weitergehend untersucht.

Die Kriterien für die Länderauswahl in dieser Dissertation waren insbesondere die Länge der Regulierungserfahrung und das Regulierungskonzept. Es sollte ein möglichst breites Spektrum an Methoden untersucht und dabei auf eine möglichst lange Regulierungserfahrung zurückgegriffen werden. Auf diese Weise ist es möglich, eine Reihe von alternativen Konzepten dem Status Quo der Regulierung in Deutschland gegenüber zu stellen, diese

²²³Vgl. Hogan (2002), S. 107.

²²⁴Vgl. Estache/ Rossi/ Ruzzier (2004), S. 277.

²²⁵Vgl. Hogan (2002), S. 107.

zu bewerten und über Zukunftsszenarien der Anreizregulierung zu diskutieren. Unter diesen Gesichtspunkten wurden sieben europäische Vergleichsländer ausgesucht, die Wahl fiel auf:

1. Großbritannien;
2. Finnland;
3. die Niederlande;
4. Norwegen;
5. Schweden;
6. Spanien und
7. Österreich.

Großbritannien und Norwegen verfügen über eine lange Regulierungserfahrung, dies gilt gleichfalls für Schweden, Spanien und Finnland. Darüber hinaus umfassen die Konzepte der Vergleichsländer eine Vielzahl an Instrumenten. Während die Regulierungssysteme in Großbritannien und in Finnland als Hybrid zwischen RoR-Regulierung und Anreizregulierung bezeichnet werden können, sind Norwegen und die Niederlande Pioniere im Bereich der Yardstickregulierung. Schweden und Spanien weisen als Besonderheit den Einsatz von Referenznetzen für die Effizienzschtätzung auf, während das System in Österreich schlicht dem deutschen ausgesprochen ähnlich ist. Tabelle 12.1 fasst die entscheidenden Merkmale zusammen.

Die Auswahl umfasst demnach für Deutschland wesentliche, denkbare Entwicklungsszenarien. Folgend werden die Systeme der Vergleichsländer ausführlich dargestellt. Begonnen wird allerdings mit einer detaillierten Beschreibung des deutschen Anreizregulierungssystems.

Land	Anzahl DSO	DSO mit weniger als 100.000 Kunden	Start Regulierung	Konzept	Ermittlung Effizienz	Regulierung Qualität	Besonderheiten
GB	18	4	1990	Hybrid (RoR/ Pricecap)	COLS	Ja	Sliding Scale für CAPEX
FI	89	83	1990	Hybrid (RoR/ Revenuecap)	DEA/ SFA	Ja	
NL	8	5	1990	Hybrid Yardstick	-	Ja	generischer X-Faktor
NO	159	152	1990	Yardstick	DEA	Ja	JP-Faktor für Investitionen
SE	175	158	1990	RoR	NPAM	Ja	
ES	329	323	1990	Revenuecap	PECO Modell	Ja	
AT	130	119	1990	Revenuecap	MOLS/ DEA	Nein	
DE	855	779	1990	Revenuecap	DEA/ SFA	Nein	

Tabelle 12.1.: Merkmale der Regulierung in den ausgewählten Vergleichsländern

13. Status Quo der Anreizregulierung für Deutschland

In Deutschland wurde mit dem 1. Januar 2009 eine Erlösobergrenzenregulierung eingeführt. Als wesentliche Rechtsquellen regeln das EnWG, die ARegV und die StromNEV die Funktionsweise des Systems. Detaillierte Ausführungen und Vorüberlegungen sind z.B. dem „Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG vom 30. Juni 2006“ zu entnehmen.

In diesem Kapitel wird das formale Konzept beleuchtet. So sieht das System vor, dass innerhalb einer Regulierungsperiode von fünf Jahren die Erlösobergrenze von folgenden Faktoren determiniert wird:

- Eine vorgelagerte Kostenprüfung liefert den Anhaltspunkt für die Höhe des Ausgangsniveaus der Erlöse.
- Der anschließende Verlauf der Erlösobergrenze (EOG) wird von der Entwicklung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten bestimmt.
- Die Berechnung der übrigen, für die EOG-Ermittlung relevanten Kostenanteile richtet sich nach dem allgemeinen Produktivitätsfortschritt und der Geldentwertung, korrigiert um den sektoralen Produktivitätsfortschritt.
- Weiterhin müssen die ermittelten Ineffizienzen bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode vollständig abgebaut werden.
- Eine Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt zusätzlich bei nachhaltigen Erweiterungen der Versorgungsaufgabe und
- spätestens ab der zweiten Regulierungsperiode aufgrund der Versorgungsqualität.
- Außerdem erfolgt perspektivisch eine Korrektur entsprechend der annuitätischen Auflösung des sogenannten „Regulierungskontos“.

Darüber hinaus kann eine Anpassung der EOG prinzipiell immer erfolgen, wenn aufgrund unvorhersehbarer Ereignisse die Beibehaltung der Vorgaben eine unzumutbare Härte für den Netzbetreiber bedeutet²²⁶. Die genannten Faktoren manifestieren sich in der Regulierungsformel gemäß Gleichung 13.1²²⁷.

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t + RK \quad (13.1)$$

Mit:

EO_t : Erlösobergrenze im Jahr t der jeweiligen RP

$KA_{dnb,t}$: Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile im Jahr t der jeweiligen RP

V_t : Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen

$KA_{b,0}$: Beeinflussbarer Kostenanteil, er entspricht den Ineffizienzen

VPI_t : Verbraucherpreisgesamtindex im Jahr t der jeweiligen RP

VPI_0 : Verbraucherpreisgesamtindex des Basisjahres für die jeweiligen RP

PF_t : Genereller sektoraler Produktivitätsfortschritt im Jahr t der jeweiligen RP

EF_t : Erweiterungsfaktor im Jahr t der jeweiligen RP

Q_t : Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze im Rahmen der Qualitätsregulierung

RK : Regulierungskonto

Die Netzentgelte sind so zu bestimmen, dass die erzielten Erlöse (abgesehen von nicht vorhersehbaren Abweichungen) der zulässigen Erlösobergrenze entsprechen. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Ermittlung zulässiger Erlöse, trotzdem soll hier kurz die Netzentgeltermittlung erläutert werden, um einen besseren Gesamtüberblick zu gewährleisten. So richtet sich die Erlösverteilung nach der Kostenverteilung nach Abschnitt 2 der StromNEV. Abschnitt 3 dieser Verordnung umfasst die Kostenträgerrechnung und somit die Grundsätze der Entgeltermittlung.

Zu den Hauptkostenstellen, die der Kostenzuteilung zu Grunde liegen, zählen:

- Systemdienstleistungen (z.B. Regelenergie),
- das Höchstspannungsnetz (380 kV bzw. 220 kV),
- die Umspannung Höchst- Hochspannung,
- das Hochspannungsnetz (110 kV),

²²⁶Vgl. § 4 ARegV.

²²⁷Vgl. ARegV Anlage 1.

- die Umspannung Hoch- Mittelspannung,
- das Mittelspannungsnetz,
- die Umspannung Mittel- Niederspannung,
- das Niederspannungsnetz,
- Hausanschlussleitungen und Hausanschlüsse,
- Messung und
- Abrechnung.

Die Kostenaufteilung auf Kunden der Netz- und Umspannebenen erfolgt nach dem System der Kostenwälzung (§ 14 StromNEV).

Demnach wird beginnend mit der Höchstspannung zunächst der Anteil der Kosten des Höchstspannungsnetzes den Höchstspannungskunden zugeordnet, der auf diese aufgrund der entnommenen Leistung unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsgrades entfällt. Sind z.B. 3 % der entnommenen Leistung den Höchstspannungskunden zuzurechnen, trägt diese Kundengruppe 3 % der Kosten des Höchstspannungsnetzes, die verbleibend 97 % werden weitergewälzt. Nehmen die Kunden der folgenden Umspannung weitere 1 % der Leistung in Anspruch, tragen diese Kunden 1 % der Höchstspannungskosten und 1 % der Umspannkosten Höchst- Hochspannung. Das System wird so lange weitergeführt, bis jegliche Kosten verursachungsgerecht aufgeteilt wurden. Die resultierenden Anteile je Ebene werden im Zuge der Anreizregulierung auf die Erlöse übertragen.

Schließlich sind die Netzentgelte differenziert nach Netzebenen ihrer Höhe nach derart festzulegen, dass jeweils die ermittelten Erlösanteile genau gedeckt werden. Dazu werden Mengen und Lastprognosen herangezogen, um den jeweiligen Jahresarbeitspreis (Euro/ kWh) und den Arbeitspreis (Euro/ kW) zu ermitteln.

Die Elemente der Regulierungsformel werden in den folgenden Abschnitten differenziert beschrieben. Ergänzend wird die Herleitung der Effizienzvorgaben dargestellt. Auf dieser Grundlage kann das Konzept einer ersten kritischen Diskussion unterzogen werden.

13.1. Kostenbestandteile (KA) in der Regulierungsformel

Das Ausgangsniveau der Erlösobergrenze richtet sich jeweils nach den Gesamtkosten der Unternehmen. Maßgeblich für die Höhe dieser Gesamtkostenbasis ist eine Kostenprüfung, die im vorletzten Kalenderjahr vor Beginn jeder Regulierungsperiode stattfindet. Kontrolliert

werden die Kosten, welche drei Jahre vor Periodenbeginn — im so genannten „Basisjahr“ — angefallen sind²²⁸. Beispielsweise orientiert sich der Erlöspfad für die Periode von 2009 bis einschließlich 2013 an den Kosten aus 2006, die im Jahr 2007 geprüft wurden. Das für die zweite Regulierungsperiode ausschlaggebende Basisjahr ist 2011.

Die Kostenprüfung unterliegt wie zu Zeiten der Cost-Plus-Regulierung den Vorschriften der StromNEV. In einem standardisierten Erhebungsbogen werden die aufwandsgleichen und kalkulatorischen Kostenpositionen von der BNetzA abgefragt. Aufwandsgleiche Kosten sind z.B. die Kosten des vorgelagerten Netzbetreibers, die kalkulatorischen Kostenpositionen setzen sich zusammen aus:

- kalkulatorischen Abschreibungen;
- der kalkulatorischen Kapitalverzinsung und
- kalkulatorischen Steuern.

Die Höhe der kalkulatorischen Kostenpositionen entspricht nicht in in jedem Fall den Werten, die laut Handelsgesetzbuch (HGB) im Jahresabschluss geltend gemacht werden können. Vielmehr sind ihre Art und Höhe so definiert, dass sie nach Ansicht der BNetzA angemessen und möglichst vergleichbar sind. §§ 6-8 Anlage 1 StromNEV spezifizieren diesen Grundsatz und begrenzen den ansetzbaren Eigenkapitalanteil auf 40 % und die Höhe der Eigen- und Fremdkapitalzinsen auf respektive 4,23 % und 9,28 % vor Steuern. Dies führt zu einem maximal anerkannten Gesamtkapitalzins von 6,25 % vor und 5,66 % nach Steuern.

Die genehmigten Gesamtkosten (KA_{ges}) werden im Zuge der Regulierung differenziert in beeinflussbare (KA_b), vorübergehend nicht beeinflussbare (KA_{vnb}) und dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (KA_{dnb}).

$$KA_{ges} = KA_{dnb} + KA_{vnb} + KA_b \quad (13.2)$$

Diese Unterscheidung spiegelt die Differenzierung in effiziente und ineffiziente Kosten laut BNetzA wider. Die Behörde interpretiert „Beeinflussbarkeit“ als Ineffizienz — im Gegensatz dazu definiert sie den kontrollierbaren, effizienten Kostenanteil als „vorübergehend nicht beeinflussbar“. Die kontrollierbaren effizienten Kosten unterliegen ebenfalls einer Effizienzanpassung und werden entsprechend dem allgemeinen und dem sektoralen Produktivitätsfortschritt korrigiert.

²²⁸Vgl. § 6 AregV.

Jegliche Kosten, die vom betroffenen Unternehmen nicht kontrolliert werden können, gehen als dauerhaft nicht beeinflussbare Bestandteile in die Erlösvorgaben ein. Darunter fallen unter anderem gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten, Konzessionsabgaben und die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen. Zudem sind Investitionsbudgets und der pauschalierte Investitionszuschlag Bestandteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

Investitionsbudgets kommen für bestimmte Netzausbaumaßnahmen in Frage und insbesondere für Investitionen, die der Integration von Anlagen dienen, die dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz unterliegen. Sie zielen auf die in großem Umfang anfallenden Investitionen im Übertragungsnetzbereich, Ersatzinvestitionen werden ausgeschlossen. Der pauschalierte Investitionszuschlag nach § 25 ARegV kann allgemein für Investitionen beantragt werden und erhöht die Erlösobergrenze um maximal 1 % der Kapitalkostenannuitäten. Wenn die tatsächlichen Investitionen diesen Betrag unterschreiten, wird die Differenz in der folgenden Regulierungsperiode ausgeglichen. Der pauschalierte Investitionszuschlag ist zunächst nur für die erste Regulierungsperiode vorgesehen.

Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten werden in der Regulierungsformel vor die Klammer gezogen, da ihre Höhe nicht vom betroffenen Unternehmen gesteuert werden kann. Bei Veränderungen dieses Kostenanteils regelt § 4 Abs. 2 Satz 2 die korrespondierende Angleichung der EOG, demnach orientieren sich die zugestandenen Erlöse mit einem Zweijahresverzug an den tatsächlich angefallenen Kosten. Bei den Kosten vorgelagerter Netzebenen ist sogar „auf das Kalenderjahr abzustellen, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll.“²²⁹

Kosten, die im Kontrollbereich des Unternehmens liegen, werden wie eingangs skizziert in vorübergehend nicht beeinflussbare und beeinflussbare Kosten unterteilt. Der Anteil effizienter Kosten wird gemäß §§ 12 bis 16 ARegV in einem Effizienzvergleich ermittelt. Dazu wird der Prozentsatz der Kosten geschätzt, den ein (fiktives) effizientes Vergleichsunternehmen realisiert (Effizienzwert). Beläuft sich die relative Gesamteffizienz des betrachteten Unternehmens z.B. auf 80 %, werden in der Regulierungsformel 80 % der Kosten als vorübergehend nicht beeinflussbar und die verbleibenden 20 % als beeinflussbar ausgewiesen. Die ermittelten Ineffizienzen (KA_b) werden innerhalb der ersten beiden Regulierungsperioden (zehn Jahre) gleichmäßig von den zugestandenen Erlösen subtrahiert. Den Abbaupfad beschreibt der Term $(1 - Vt) \cdot KA_b$ mit einem linear steigenden Verteilfaktor, der im ersten Jahr der Anreizperiode den Wert $1/10$ annimmt und nach zehn Jahren den Wert 1 erreicht. Der aus der Theorie bekannte individuelle Effizienzfaktor X_{ind} spiegelt sich also im deutschen Regulierungssystem am Anteil der beeinflussbaren Kosten und deren Abbaupfad wider.

²²⁹ ARegV § 4 Abs. 3 Satz 2.

13.2. VPI und genereller Produktivitätsfortschritt PF

Aus regulatorischer Sicht sind bei der Erlösvorgabe nicht allein die relativen Ineffizienzen zwischen den Unternehmen zu berücksichtigen, sondern auch die gesamtwirtschaftliche und die sektorale Produktivitätsentwicklung sowie die Geldentwertung.

Der gesamtwirtschaftliche Produktivitätsfortschritt und die allgemeine Geldentwertung werden über die relative Änderung des Verbraucherpreisgesamindexes (VPI_t/VPI_0) abgebildet. Dieser Faktor wird in einem zweiten Schritt korrigiert um den Anteil, den die Branche im Vergleich zur Gesamtwirtschaft mehr oder weniger leisten kann. Dieser sektorale Produktivitätsfortschritt wird im Rahmen der deutschen Anreizregulierung auch als „genereller Produktivitätsfortschritt“ (PF) bezeichnet. Er beträgt gemäß § 9 ARegV für die erste Regulierungsperiode 1,25 % und für die zweite Regulierungsperiode 1,5 %. Diese politische Lösung soll in der dritten Periode abgelöst werden durch Methoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen, z.B. Berechnungen des Törnquist- und/ oder des Malmquist-Indexes, die mangels Datenbasis zunächst nicht durchgeführt werden konnten.

Bildlich handelt es sich beim korrigierten gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt um die in Abbildung 13.1 dargestellte absolute Verschiebung der Effizienzgrenze, dem so genannten *Frontier-Shift*. Die relative Änderung des VPI wie auch der generelle Produktivitätsfortschritt wirken sich sowohl auf die zugestandene Höhe der vorübergehend nicht beeinflussbaren als auch auf die beeinflussbaren Kosten aus.

13.3. Erweiterungsfaktor

Nachhaltige Änderungen der Versorgungsaufgabe werden durch den Erweiterungsfaktor (EF_t) erfasst. Berücksichtigt werden Änderungen der Fläche, der Höchstlast und der Zahl an Anschlusspunkten, wenn sie die Gesamtkosten abzüglich der nicht beeinflussbaren Kosten des Unternehmens um mindestens 0,5 % erhöhen (Anspruchsgrundlage).

Interessant ist, dass sich die Justierung der Erlösobergrenze nicht an den für die Erweiterungsinvestitionen realisierten Kosten ausrichtet, sondern eine Approximation auf Basis der physikalischen Größen ist. Daher sind die tatsächlichen Kosten zwar für die Anspruchsgrundlage relevant, für die folgende Kalkulation der neuen Erlösobergrenze jedoch irrelevant. Hier stützt sich die BNetzA auf Modellnetzanalysen, die ergeben, dass die Kosten der Netzbetreiber durchschnittlich und in erster Näherung proportional zur Quadratwurzel der Anschlusszahl und Fläche des versorgten Gebietes sind. Aufgrund des Quadratwurzel-Zusammenhangs werden diese beiden Änderungsfaktoren näherungsweise mit dem Faktor 0,5 bestimmt. In den Umspannebenen sind die Kosten proportional zur nachgelagerten

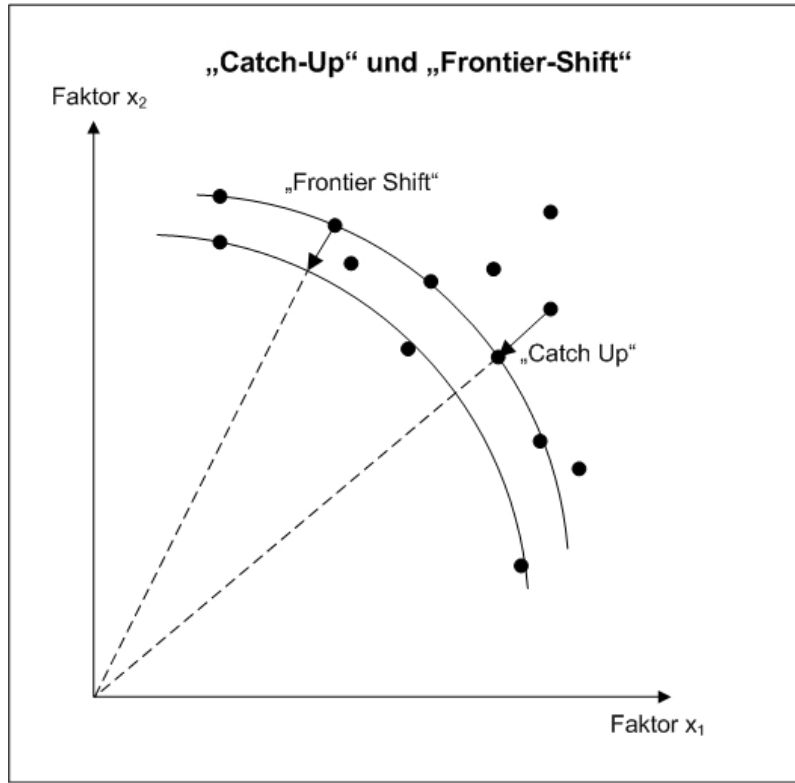


Abbildung 13.1.: Verschiebung der Effizienzgrenze (genereller Produktivitätsfortschritt)

Höchstlast, sie gehen deshalb mit dem Änderungsfaktor 1 in die Berechnung ein²³⁰. Der Erweiterungsfaktor wird anschließend als gewichteter Mittelwert über alle Netzebenen berechnet und kann Werte von mindestens Eins annehmen. Die Ermittlung richtet sich somit nach Formeln 13.3 und 13.4²³¹. Die differenzierte Betrachtung ist konform mit der Kostenstellenrechnung gemäß StromNEV. Zu beachten ist, dass Kunden auch in der Umspannebene angeschlossen sein können.

$$EF_{t,Ebene\ i} = 1 + \frac{1}{2} \cdot \max\left(\frac{F_{t,i} - F_{0,i}}{F_{0,i}}; 0\right) + \frac{1}{2} \cdot \max\left(\frac{A_{t,i} - A_{0,i}}{A_{0,i}}; 0\right) \quad (13.3)$$

$$EF_{t,Ebene\ i} = 1 + \max\left(\frac{L_{t,i} - L_{0,i}}{L_{0,i}}; 0\right) \quad (13.4)$$

Mit:

$EF_{t,Ebene\ i}$: Erweiterungsfaktor der Ebene i im Jahr t der jeweiligen RP

²³⁰Vgl. Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG, S. 150-154.

²³¹Vgl. ARegV, Anlage 2.

$F_{t,i}$: Fläche des versorgten Gebietes der Ebene i im Jahr t der jeweiligen RP

$F_{0,i}$: Fläche des versorgten Gebietes im Basisjahr

$A_{t,i}$: Anzahl der Anschlusspunkte der Ebene i im Jahr t der jeweiligen RP

$A_{0,i}$: Anzahl der Anschlusspunkte im Basisjahr

$L_{t,i}$: Höhe der Last der Ebene i im Jahr t der jeweiligen RP

$L_{0,i}$: Höhe der Last der Ebene i im Basisjahr

13.4. (Geplante) Qualitätsregulierung

Spätestens ab der zweiten Periode soll ein Qualitätselement Eingang in die Regulierung finden, das im Fall guter Qualität erlöserhöhend und bei schlechter Qualität erlösmindernd wirkt. Die Definition guter Qualität und die monetäre Bewertung sind bislang noch weitgehend offen.

Erste Überlegungen präsentierte die BNetzA im Rahmen des 6. Regulierungskongresses am 1. Oktober 2009 sowie die von der BNetzA beauftragten Berater im Verbändegespräch am 5. Oktober 2009. Demnach ist die Einführung der Qualitätsregulierung nicht vor 2011 zu erwarten. Als Referenz wird der gewichtete Durchschnitt aller Netzbetreiber bezüglich der Qualitätskennziffer *SAIDI* präferiert. Dabei sollen Strukturparameter berücksichtigt werden, allerdings nicht durch Gruppenbildung (z.B. Stadt-Land), sondern über einen funktionalen Zusammenhang. Dieser soll mittels einer Regression geschätzt werden.

Weiterhin ist laut aktuellem Diskussionsstand vorgesehen, die Anreizrate aufgrund eines internationalen Vergleichs festzulegen und erst später eine Kundenumfrage nachzuholen. In den europäischen Ländern überwiegt eine Ermittlung der Anreizrate als monetäre Bewertung der ausgefallenen Kilowattstunde. Im Prinzip kann dieser Wert in eine monetäre Bewertung der ausgefallenen Stunde bzw. Minute überführt werden. Zu diesem Zweck muss die (durchschnittliche) ausgefallene Leistung im betreffenden Zeitraum zu Grunde gelegt werden. So ermittelt der Berater der Bundesnetzagentur, dass die internationalen Werte zwischen 8 und 16 €/ kWh liege und leitet daraus für Deutschland Anreizraten zwischen 0,18 und 0,22 €/ min je Kunde und Jahr ab. Bei dieser Vorgehensweise sind aus Sicht der Autorin zwei Punkte kritisch. Zum einen hängen die landesspezifischen Anreizraten von den dortigen Gegebenheiten ab, unter anderem vom Stellenwert der Elektrizität im Leben (z.B. beeinflusst durch Licht- und Klimaverhältnisse, Anteil an Elektroheizungen), der Stromproduktivität und vom aktuellen Qualitätsniveau. Deshalb sind sie nur sehr eingeschränkt übertragbar. Zum anderen können die Werte in €/ kWh nur unter Annahme einer bestimmten Last — die Berater legten durchschnittlich 1,36 kW je Kunde zu Grunde —

in €/min umgerechnet werden. Werden unabhängig von der tatsächlichen Durchschnittslast die gleichen Kosten je ausgefallene Minute für alle Netzbetreiber herangezogen, ist in Gebieten mit relativ geringer Durchschnittslast die ausgefallene kWh überdurchschnittlich teuer und umgekehrt. Wird also nicht die tatsächliche Last je Unternehmen für die Umrechnung herangezogen (bzw. werden die €/kWh-Werte nicht direkt angewendet) ist die Übertragbarkeit noch stärker eingeschränkt.

Ein wichtiger Punkt ist schließlich die Gewährleistung einer ausreichenden Datenqualität, die maßgeblich die Ergebnisse der Qualitätsregulierung beeinflusst. Die weitere Entwicklung bleibt abzuwarten.

13.5. Regulierungskonto

Zweck des Regulierungskontos ist es, übermäßigen Preisschwankungen entgegen zu wirken. Die Entgelte im Verteilnetzbereich spiegeln dabei nicht die Knappheit des Gutes Netz wider, da hier i.d.R. keine Engpässe auftreten, sondern richten sich nach der zulässigen Erlösobergrenze. Diese bezeichnet einen vorhersehbaren, ex ante festgelegten Pfad, wodurch aus Konsumentensicht die Planungssicherheit bezüglich der Preisentwicklung relativ hoch ist. Jedoch kann es innerhalb einer Regulierungsperiode passieren, dass die zulässigen Erlöse aufgrund nicht prognostizierbarer oder nicht beeinflussbarer Differenzen über- oder unterschritten werden²³². Solche Differenzen können innerhalb einer Regulierungsperiode aus Mengenabweichungen und Kostenabweichungen folgen.

Mengenabweichungen sind i.d.R. auf Prognoseunsicherheiten bezüglich der Nachfrage zurückzuführen. Bei Kostenabweichungen werden Differenzen zwischen den für die EOG angesetzten Kosten vorgelagerter Netzbetreiber und den tatsächlich entstandenen Kosten sowie Abweichungen in den Bereichen Messstellenbetrieb und Abrechnung erfasst. Ein Ausgleich der resultierenden Mehr- oder Mindererlöse ist anschließend zu leisten, sie können als Kredit der Konsumenten an den Netzbetreiber bzw. als Kredit des Netzbetreibers an die Konsumenten interpretiert werden. Dem Regulierungskonto liegt die Idee zu Grunde, dass die ursächlichen statistischen Abweichungen sich im Zeitverlauf zum Teil gegenseitig kompensieren. Mit der Saldierung der Beträge auf dem Regulierungskonto können demnach zum einen Preisanpassungen gebündelt werden, zum anderen wird die kumulierte Höhe der erforderlichen Anpassung gesenkt. Deshalb werden die Differenzen gemäß § 5 ARegV auf das Regulierungskonto gebucht und verzinst. Der Saldo wird sofort ausgeglichen, wenn er 5 %

²³²Vgl. Gesetzesbegründung ARegV zu § 5 Regulierungskonto.

der zulässigen Erlöse des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres übersteigt, indem die Erlösobergrenze entsprechend anzupassen ist. Andernfalls erfolgt der Ausgleich des „Abschlusssaldos“ im Laufe der folgenden Regulierungsperiode. Zu diesem Zweck wird der Betrag annuitätisch auf 5 Jahre verteilt und als konstanter Zu- oder Abschlag erlöswirksam.

13.6. Ermittlung der individuellen Effizienzvorgaben

Die Festlegung individueller Effizienzvorgaben setzt die Ermittlung der relativen Effizienz eines jeden Netzbetreibers voraus. Deshalb wird in Deutschland vor Beginn einer Regulierungsperiode ein Effizienzvergleich durchgeführt. Hier haben Verteilnetzbetreiber mit weniger als 30.000 unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kunden und einem Netzgebiet, das die Grenzen eines Bundeslandes nicht überschreitet, die Wahl, alternativ an einem vereinfachten Verfahren teilzunehmen. Letzteres sieht nach § 24 ARegV für die erste Regulierungsperiode einen Effizienzwert von 87,5 % vor, ab der zweiten Periode soll der gewichtete durchschnittliche Effizienzwert aus dem ersten Vergleichsverfahren angesetzt werden.

Die Effizienz aller anderen Unternehmen wird mit Hilfe der *Data Envelopment Analysis* (DEA) und der *Stochastic Frontier Analysis* (SFA) geschätzt. Mit der Methodenwahl bezweckte die BNetzA eine Kombination der Flexibilität der nicht-parametrischen Methode mit der Robustheit der stochastischen Methode, da nicht beides von nur einem Modell geleistet werden kann²³³. Maßgebliche Vergleichsparameter sind der individuelle Kostenaufwand (Input) und eine Beschreibung der Versorgungsaufgabe inkl. verschiedener gebietsstruktureller Gegebenheiten (Output). Die Versorgungsaufgabe muss mindestens mit der Anzahl an Anschlusspunkten, der Versorgungsfläche oder Leitungslänge sowie der zeitgleichen Jahreshöchstlast abgebildet werden. Input sind die gesamten Kosten der Unternehmen abzüglich der KA_{dnb} .

Da die Kapitalkosten Eingang in das Benchmarking finden, stellt sich das Problem der Vergleichbarkeit, denn die Anlagen der Netzbetreiber weisen unterschiedliche Altersstrukturen auf und zudem variiert die Aktivierungs- und Abschreibungspraxis. Somit besteht die Gefahr, unerreichbare Effizienzziele zu setzen²³⁴. Um die Verzerrungen zu mildern, findet eine Vergleichbarkeitsrechnung der Kapitalkosten statt, indem die Kapitalkostenannuitäten ermittelt werden.

Ein Benchmarking auf Basis der normierten Kapitalkosten führt jedoch zu Problemen bei der Übertragung der Effizienzwerte auf die tatsächlichen Kosten. Folglich werden vier Effizienzwerte ermittelt, basierend auf:

²³³Vgl. Bericht der BNetzA (2006), S. 191.

²³⁴Vgl. Ebd., S. 194.

- einer SFA und normierten Kapitalkosten;
- einer SFA und tatsächlichen Kapitalkosten;
- einer DEA und normierten Kapitalkosten sowie
- einer DEA und tatsächlichen Kapitalkosten.

Den Unternehmen wird der beste dieser Effizienzwerte zugeteilt („*Best-of-Four*“, *duales Benchmarking*). Darüber hinaus ist für den Effizienzwert eine untere Schranke von 60 % festgelegt worden, Unternehmen mit einem geringeren Ergebnis wird dieser Wert zugesprochen.

Können einzelne Netzbetreiber beweisen, dass individuelle strukturelle Besonderheiten ihrer Versorgungsaufgabe im Effizienzvergleich nicht ausreichend berücksichtigt wurden, besteht gemäß § 15 die Möglichkeit, den Effizienzwert zu bereinigen. Voraussetzung ist es nachzuweisen, dass die entstandenen Mehrkosten die im Effizienzvergleich berücksichtigten Kosten um mindestens 1 % überschreiten.

14. Steckbriefe zu den ausgewählten Ländern

In diesem Kapitel werden die Systeme ausgewählter Vergleichsländer in Steckbriefen beschrieben: zuerst die jeweilige Systementwicklung (wenn erforderlich), anschließend der aktuelle Stand der Regulierung. Die Systementwicklung kann Hinweise für Anpassungsprozesse geben, beim Status Quo fokussieren sich die Ausführungen hingegen auf die länderspezifischen Besonderheiten der Regulierung. Dies ist eine Voraussetzung für einen Vergleich mit der deutschen Regulierung und für die Interpretation der Umfrageergebnisse.

14.1. Großbritannien

Großbritannien zählt zu den Pionieren der Anreizregulierung und weist im Bereich der Verteilnetzregulierung bereits eine fast zwanzigjährige Erfahrung auf. Bemerkenswert ist die deutliche Verschiebung des Regulierungsfokus von der produktiven Effizienz über hinreichende Investitionen und eine Verbesserung der Versorgungsqualität bis zum aktuellen Thema der Netzmodernisierung und der zunehmenden Integration Erneuerbarer und dezentraler Erzeugungsanlagen. Dafür nennt Pollitt (2008) drei wesentliche Treiber:

1. Die Potenziale des traditionellen Regulierungssystems sind ausgeschöpft.
2. Die Rahmenbedingungen haben sich geändert und
3. Klimaziele haben an Bedeutung gewonnen.

Der erste Punkt bezieht sich auf erschöpfte Effizienzsteigerungspotenziale. Der zweite Aspekt betrifft den stark ansteigenden Investitionsbedarf. Dieser ist vor allem auf den enormen Erneuerungsbedarf zurückzuführen: Der vergangene Investitionszyklus erreichte in den späten 60er Jahren seinen Höhepunkt, so dass viele Anlagen zur Zeit das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen. Dies führt aktuell zu real steigenden Netzentgelten, gleichzeitig haben Investitionsanreize stark an Priorität gewonnen. Schließlich muss die Regulierung die

angestrebten Klimaziele unterstützen²³⁵. Diese Punkte und der 20. „Geburtstag“ der RPI-X-Regulierung veranlassten den Regulierer Ofgem (*Office of Gas and Electricity Regulation*) zu einer kritischen Überprüfung des Gesamtkonzeptes mit dem Ziel, 2010 erforderliche Anpassungen vorzunehmen.

14.1.1. Systementwicklung

Im Jahre 1990 wurde der Elektrizitätsmarkt in Großbritannien liberalisiert und eine unabhängige Regulierungsbehörde, das *Office of Energy Regulation* (Offer), gegründet²³⁶. Neun Jahre später fusionierte Offer mit dem *Office of Gas Regulation* (Ofgas) zum *Office of Gas and Electricity Regulation* (Ofgem). Im Zuge der Elektrizitätsmarktreform wurden die vormals staatlichen Energieversorgungsunternehmen privatisiert. Die zwölf betroffenen Behörden wurden in zwölf regionale Verteilnetzbetreiber überführt und der Verteilnetzbereich von den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen entflochten²³⁷.

Gleichzeitig implementierte Offer eine so genannte RPI-X-Regulierung mit Regulierungsperioden von fünfjähriger Dauer, die erste von 1990 bis 1995. Allerdings wurden in der ersten Periode allen Verteilnetzbetreibern reale Preissteigerungen von maximal 2,5 % im Jahr zugestanden, da steigende Investitionen bei nur moderatem Nachfragezuwachs erwartet wurden. Nach diesem vorsichtigen Einstieg setzte der Regulierer im April 1995 für die zweite Regulierungsperiode den Effizienzfaktor einheitlich auf 2 % fest und führte sofortige individuelle Kostenkürzungen in Höhe von 11 % bis 17 % durch. Da diese Senkungen allgemein immer noch als unzureichend empfunden wurden, sah sich die Behörde im April 1996 gezwungen, eine weitere Kostenkürzung in Höhe von 10 % bis 13 % durchzuführen und die Effizienzvorgabe von 2 % auf 3 % anzuheben²³⁸.

Zusätzlich führte die Labour-Regierung nach ihrem Amtsantritt im Jahre 1997 ein Unterstützungsprogramm für z.B. Langzeitarbeitslose durch, das durch eine einmalige Steuer für zuvor privatisierte Unternehmen finanziert wurde. Begründet wurde die Steuer mit zu hohen Gewinnen der Unternehmen in Folge der Privatisierung. Die 23-prozentige Steuer traf Unternehmen, deren durchschnittliche Nachsteuergewinne der ersten vier Jahre nach der Privatisierung den Verkaufserlös um mindestens das Neunfache übertrafen. Insgesamt führte dieses Verfahren zu Steuerzahlungen in Höhe von 1,45 Mrd. Pfund²³⁹.

²³⁵Vgl. Pollitt (2008), S. 8-16.

²³⁶Vgl. Jamasb/ Pollitt (2007a), S. 7.

²³⁷Vgl. Jamasb/ Pollitt (2007a), S. 6-12.

²³⁸Vgl. Simmonds (2002), S. 71.

²³⁹Vgl. Chennells (1997), S. 279f.

Mit der dritten Regulierungsperiode von 2000 bis 2005 wurde eine getrennte Regulierung der Betriebs- und Kapitalkosten in Kombination mit einem Betriebskostenbenchmarking implementiert. Das Benchmarking beruht auf einer OLS-Regression, in welche als kostenbestimmende Faktoren die Kundenzahl, die Netzlänge und die Energiemenge eingehen. Darauf aufbauend wurde ein X-Faktor von 3 % und zusätzliche anfängliche Kostenkürzungen (P_0 -Einschnitte) in Höhe -4 % bis -33 % der Gesamtkosten festgesetzt²⁴⁰. Insgesamt sanken die Verteilnetzentgelte zwischen 1993 und 2005 real um ca. 50 %.

14.1.2. Status Quo

Das Regulierungssystem in Großbritannien ist durch hybride Anreizmechanismen gekennzeichnet, so werden Betriebskosten, Kapitalkosten und Versorgungsqualität separat reguliert²⁴¹. Die genehmigten Betriebs- und Kapitalkosten und die erforderlichen Effizienzsteigerungspotenziale definieren die anfängliche Höhe der Erlöse und den Zielwert am Ende einer Regulierungsperiode. Der Zielwert soll mit zwei verschiedenen Mechanismen erreicht werden: zum einen durch eine anfängliche Kürzung der Erlöse (P_0 -Einschnitt), zum anderen mittels einer kontinuierlichen Absenkung über den Effizienzfaktor. In diesem Zusammenhang verfolgt Ofgem das Konzept, relativ hohe individuelle P_0 -Einschnitte vorzunehmen und einen einheitlichen X-Faktor vorzugeben. Den Vorrang höherer P_0 -Kürzungen gegenüber einer Justierung mittels Effizienzfaktoren begründet Ofgem mit der Präferenz der Kunden, zeitnah von sinkenden Preisen zu profitieren und anschließend moderate Preisänderungen zu sehen²⁴².

Für die Regulierungsperiode von 2006 bis 2010 ging Ofgem jedoch davon aus, dass keine weiteren Effizienzsteigerungen gegenüber dem Verbraucherpreisindex mehr möglich sind, und setzte deshalb den Effizienzfaktor auf Null. Dies zeigt sich auch an den initialen Kostenkürzungen: Der P_0 -Einschnitt betrug bis zu -9 %, allerdings gestand die Behörde der Hälfte der Verteilnetzbetreiber zu, ihre Kosten real anzuheben. Die positiven P_0 -Werte lagen zwischen 1,5 % und 12 %²⁴³.

Betriebskostenregulierung

Die Betriebskostenregulierung erfolgt wie eingangs dargestellt mittels einer OLS-Regression, davon ausgehend wird durch Parallelverschiebung zum besten Unternehmen die Effizienz-

²⁴⁰Vgl. Ofgem (1999), S. 59.

²⁴¹Ab 2010 werden die Betriebskosten gemeinsam mit dem Kapitalkosten anhand des Sliding-Scale Menüs reguliert.

²⁴²Vgl. Jamasb/ Pollitt (2007a), S. 19.

²⁴³Vgl. Ofgem (2004).

grenze ermittelt (COLS). Sie ist mit einem reinen OPEX-Benchmarking auf die kurzfristige Optimierung der Effizienz fokussiert. Ein allein auf den Betriebskosten basierender Vergleich ist allerdings nicht unproblematisch, da Betriebs- und Kapitalkosten bis zu einem gewissen Grad in einem Substitutionsverhältnis stehen. So scheinen Unternehmen, die einen verhältnismäßig geringen Teil der Erweiterungs- und Erneuerungsmaßnahmen aktivieren und statt dessen als Aufwand verbuchen, in einem reinen OPEX-Benchmarking ineffizienter als Unternehmen mit einem höheren Anteil an Aktivierung (buchhalterische Substitutionsbeziehung). Zudem können Wartungs- und Instandhaltungsausgaben durch höhere Investitionen und somit jüngere Betriebsmittel gesenkt werden (tatsächliche Substitutionsbeziehung). Ab 2010 führte Ofgem deshalb eine gemeinsame Regulierung der Betriebs- und Kapitalkosten ein (Vgl. RPI-X@20 Projekt).

Kapitalkostenregulierung

Die Kapitalkostenregulierung gliedert sich in die Genehmigung der regulatorischen Anlagengrundlage (*Regulatory Asset Base*, RAB) und einer Anerkennung laufender Investitionen.

Die RAB ermittelt Ofgem zu Beginn jeder Regulierungsperiode, wobei eine als angemessen angesehene regulatorische Rendite genehmigt wird. Die Ermittlung dieser Rendite basiert auf einem WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), für die Regulierungsperiode von 2005/06 bis 2009/10 legte die Regulierungsbehörde einen Nachsteuerzinssatz von 6,9 % fest. Die folgende Anerkennung von Investitionen mit einem *Sliding-Scale Mechanismus* ist ein wesentliches Charakteristikum des Systems in Großbritannien. Je nach Investitionsbedarf erlaubt es dieses Instrument, zwischen kosten- und anreizbasierter Regulierung zu wählen. Zu diesem Zweck übermitteln die einzelnen Unternehmen detaillierte Investitionspläne für die jeweils kommende Regulierungsperiode an Ofgem. Der Regulierer lässt von einem externen Berater (PB Power) eine eigene Schätzung über die notwendigen Investitionen durchführen. In einem nächsten Schritt werden die Angaben des Unternehmens mit den Schätzungen des Beraters verglichen. Dies ist die Basis für ein Menü von Verträgen²⁴⁴, zusammengefasst in Tabelle 14.1.

Die Höhe der anerkannten Investitionen liegt zwischen den Positionen des Beraters und des Verteilnetzbetreibers. So ist der ersten Zeile der Tabelle das Verhältnis von den Angaben eines Unternehmens zur Schätzung des Beraters zu entnehmen (DNO:PB Power Ratio). Die Werte der ersten Spalte sind relevant, wenn beide Werte übereinstimmen, die der letzten Spalte, wenn die Angaben des Unternehmens 140 % der Schätzung von PB Power betragen. Insgesamt enthält das Menü demnach neun Regulierungsverträge. In jedem Vertrag genehmigt Ofgem ex ante eine bestimmte Plankostenhöhe (allowed expenditure) und legt

²⁴⁴Vgl. Jamasb/ Pollitt (2007a), S. 17-19.

DNO:PB Power Ratio Profit-Sharing	100 40 %	105 38 %	110 35 %	115 33 %	120 30 %	125 28 %	130 25 %	135 23 %	140 20 %
Additional Income As Pre-Tax RoR	2.5 0.2 %	2.1 0.168 %	1.6 0.13 %	1.1 0.09 %	0.6 0.046 %	-0.1 -0.004 %	-0.8 -0.062 %	-1.6 -0.124 %	-2.6 -0.192 %
Rewards and Penalties									
Allowed Expenditure	105	106.25	107.5	108.75	110	111.25	112.5	113.75	115
Actual Expenditure									
70	16.5	15.7	14.8	13.7	12.6	11.3	9.9	8.3	6.6
80	12.5	11.9	11.3	10.5	9.6	8.5	7.4	6.0	4.6
90	8.5	8.2	7.8	7.2	6.6	5.8	4.9	3.8	2.6
100	4.5	4.4	4.3	4.0	3.6	3.0	2.4	1.5	0.6
105	2.5	2.6	2.5	2.3	2.1	1.7	1.1	0.4	-0.4
110	0.5	0.7	0.8	0.7	0.6	0.3	-0.1	-0.7	-1.4
115	-1.5	-1.2	-1.0	-0.9	-0.9	-1.1	-1.4	-1.8	-2.4
120	-3.5	-3.1	-2.7	-2.5	-2.4	-2.5	-2.6	-3.0	-3.4
125	-5.5	-4.9	-4.5	-4.2	-3.9	-3.8	-3.9	-4.1	-4.4
130	-7.5	-6.8	-6.2	-5.8	-5.4	-5.2	-5.1	-5.2	-5.4
135	-9.5	-8.7	-8.0	-7.4	-6.9	-6.6	-6.4	-6.3	-6.4
140	-11.5	-10.6	-9.7	-9.0	-8.4	-8.0	-7.6	-7.5	-7.4

Tabelle 14.1.: Menu von Verträgen, Quelle: Jamasb/ Pollitt (2007), S. 35

gleichzeitig die Höhe der resultierenden Erlöszu- oder -abschläge für den Fall fest, dass das Unternehmen am Ende der Regulierungsperiode tatsächliche Kosten in Höhe der Plankosten aufweist. So resultiert zum Beispiel bei einem Referenzwert in Höhe von 100 und Plankosten in Höhe von 140 eine Kostenunterdeckung (Erlösabschlag) in Höhe von 7,4, wenn das Unternehmen am Ende der Regulierungsperiode tatsächliche Kosten in Höhe von 140 aufweist. Zusätzlich zu diesem Basisabschlag bzw. Basiszuschlag wird eine Profit-Sharing Rate festgelegt, z.B. beträgt diese 20 %, wenn die Plankosten 140 % des Referenzwertes betragen. Schafft es das Unternehmen, die Kosten um 10 auf 130 zu senken, wird der Abschlag um 2 (20 % von 10) auf -5,4 gemildert.

Der Mechanismus ist so konzipiert, dass kein Unternehmen davon profitiert, seine Plankosten zu überschätzen²⁴⁵. Beispielsweise werden 115 Pfund genehmigt, wenn der Schätzwert des Beraters bei 100 Pfund und die Angabe des Unternehmens bei 140 Pfund liegt. Dieses Unternehmen erhält — wenn es nur 100 Pfund ausgibt — einen Bonus von 0,6 Pfund. Einen höheren Bonus kann ein Unternehmen mit einem Zielwert von 100 Pfund und tatsächlichen Kosten in gleicher Höhe erhalten, ihm werden 4,5 Pfund zugestanden²⁴⁶. Schätzt das Unternehmen die notwendigen Investitionen auf 100 Pfund und gibt tatsächlich 110 Pfund aus, erhält es immer noch einen Bonus von 0,5 Pfund. Allerdings hätte es einen höheren Bonus erhalten, lägen die Planwerte näher an den tatsächlichen Kosten: Jeweils 0,7 Pfund, wenn es 105 oder 115 Pfund angegeben hätte, und sogar 0,8 Pfund bei einer richtigen Schätzung.

²⁴⁵Die entsprechende theoretische Herleitung wird in Teil 5 verdeutlicht.

²⁴⁶Vgl. Ebd., S. 35.

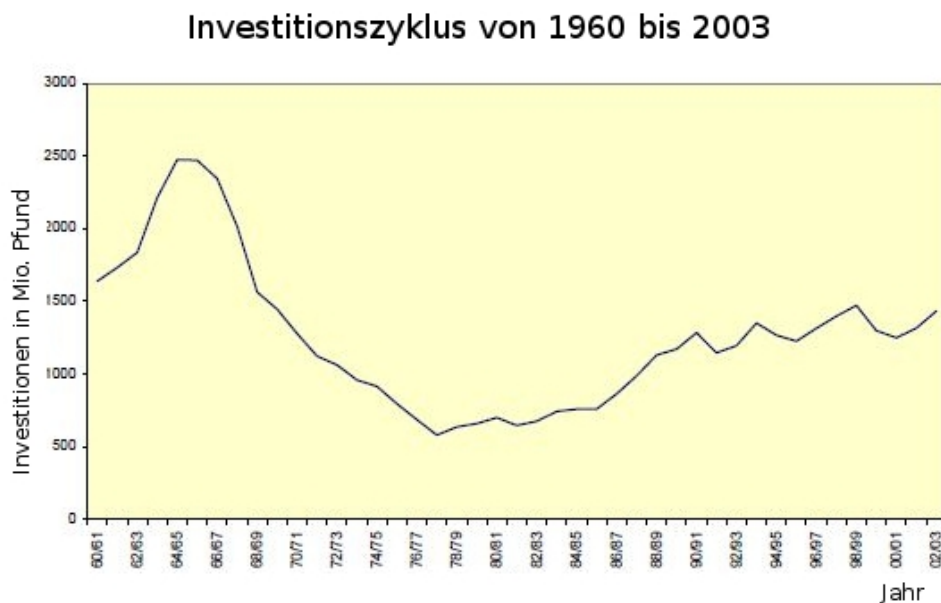


Abbildung 14.1.: Verteilnetzinvestitionen (UK, 1960 - 2003), Quelle: Jamasb/ Pollitt (2007)

Für die vierte Regulierungsperiode hat Ofgem beträchtliche Investitionen anerkannt und somit einen Anstieg von bis zu 45 % der Kapitalkosten (insgesamt 5,7 Mrd. Pfund von 2005 bis 2010) genehmigt. Dies kann generös erscheinen, trägt allerdings vor allem dem steigenden Investitionsbedarf aufgrund der typischen Investitionszyklen und eines wachsenden Anteils Erneuerbarer und dezentraler Einspeisung Rechnung (vgl. Abbildung 14.1). Erwartet werden zukünftig Bedarfe in mindestens gleicher Höhe²⁴⁷.

Zusätzlich zu den genannten Instrumenten hat Ofgem als *Registered Power Zones* (RPZ) bezeichnete Innovationsgebiete implementiert, in welchen komplexe bzw. innovative Lösungen erfordernde Anschlüsse dezentraler Erzeugungsanlagen gefördert werden. Darüber hinaus können die Verteilnetzbetreiber ein Anreizsystem für Innovationsprojekte nutzen, welches die Unternehmenserlöse um bis zu 0,5 % erhöht (*Innovation Funding Incentives*, IFI). Mittels der IFI erhalten die Netzbetreiber die Möglichkeit, Kosten für Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten im Bereich der Netzentwicklung, Betriebsführung und Instandhaltung in den zulässigen Erlösen bzw. Preisen zeitnah anerkannt zu bekommen. Der maximale Anteil des *cost – pass – through* sinkt im Laufe einer Regulierungsperiode ab, um Vorteile für *First Mover* zu schaffen. Außerdem besteht die Bedingung, mindestens 85 % der Mittel extern zu vergeben.

²⁴⁷Vgl. Pollitt/ Bialek (2007), S. 6.

14.1.3. Qualitätsregulierung

Die Qualitätsregulierung in Großbritannien ist relativ differenziert und richtet sich nach individuellen Vorgaben, bei deren Über- oder Unterschreitung entsprechende Mali und Bonifikationen zugeteilt werden.

Der Qualitätsregulierung ging das *Information and Incentives Project* (IIP) voraus. Das Projekt gliederte sich in zwei Hauptteile, von denen der erste die Qualität der erforderlichen Datenerfassung mit entsprechenden Richtlinien und Rahmenbedingungen des Reportings und Monitorings umfasste. Da Schätzungen eine Datenungenauigkeit von bis zu 30 % konstatierten, investierte Ofgem relativ viel Arbeit in die Harmonisierung der Daten und legte im April 2002 als Standard eine 95-prozentige Messgenauigkeit fest, deren Einhaltung von einem externen Auditor kontrolliert wird. Der zweite Teil betraf das Anreizsystem selber, das in 2002 in Kraft trat.

Dabei betrifft die Regulierung verschiedene Facetten der Qualität:

1. die Kontinuität der Versorgung;
2. garantierte Mindeststandards und
3. die Qualität des Telefonservices.

Für jede Kategorie (außer den Mindeststandards) hat Ofgem eine Kappungsgrenze festgelegt, um den Einfluss auf die Erlöse zu begrenzen (Vgl. Tabelle 14.2). Zudem ist der Gesamteffekt der Qualitätsregulierung auf 4 % der Unternehmenserlöse beschränkt²⁴⁸.

Facette der Regulierung	Dritte Regulierungsperiode	Vierte Regulierungsperiode
Ø Unterbrechungsdauer	+/-1,25 %	+/-1,8 %
Ø Unterbrechungshäufigkeit	+/-0,5 %	+/-1,20 %
Kompensationen bei Unwetter	-1 %	-2 %
Mindeststandards	nicht gekappt	nicht gekappt
Telefonservice	+/-1,125 %	+/-1,25 %
Telefonservice bei Unwetter	+/-1,125 %	+/-1,125 %
Gesamteffekt (% der Erlöse)	+2 %; -2,287 %	keine Kappung für Boni; -4 %

Tabelle 14.2.: Maximaler Einfluss der Qualitätsregulierung auf die Unternehmenserlöse in GB, Quelle: Jamasb/ Pollitt (2007), S. 31

Die Mindeststandards betreffen zwölf spezifizierte Bereiche, zum Beispiel ist eine Entschädigung von je 50 Pfund an die betroffenen Kunden zu entrichten, wenn diese mindestens vier Versorgungsunterbrechungen mit einer jeweiligen Dauer von mindestens drei Stunden im Jahr erleiden.

²⁴⁸Vgl. Jamasb/ Pollitt (2007a), S. 27.

Die Regulierung der Kontinuität zielt auf eine Erhöhung der Versorgungsqualität. Für die Bewertung der Qualität dienen SAIDI (bzw. CML: *Customer Minutes Lost*) und SAIFI (bzw. *Customer Interrupted*)²⁴⁹. Auf Basis einer Umfrage ermittelte Ofgem eine Anreizrate von 4,18 €/ kWh²⁵⁰. Geplante Versorgungsunterbrechungen gehen nur zu 50 % in die Qualitätsregulierung ein, Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt werden von der Qualitätsregulierung ausgeschlossen²⁵¹.

Zur Bestimmung des Referenzniveaus klassifiziert der Regulierer die Gebiete der Netzbetreiber anhand technischer Merkmale — anstelle einer territorialen Abgrenzung — in 22 unterschiedliche Gruppen. Die Bereiche sind derart definiert, dass jeweils Unterschiede im Verkabelungsgrad, in der Ringleitungslänge und in der Anzahl angeschlossener Kunden minimal sind. Zudem soll keine Gruppe durch ein einzelnes Unternehmen dominiert werden. Ofgem führt für jede einzelne Gruppe ein Benchmarking durch, auf Grundlage der einzelnen Vergleiche erhalten die regulierten Unternehmen eine gewichtete Gesamtvorgabe.

Neben einer Qualitätsregulierung gibt es in Großbritannien zusätzliche Anreize zur Reduzierung der Netzverluste. Dabei ist anzumerken, dass GB mit durchschnittlich 7 % deutlich höhere Netzverluste als zum Beispiel Deutschland, Frankreich oder die USA hat. Die individuellen Netzverluste jedes Verteilnetzbetreibers werden deshalb an technischen Zielverlusten gemessen, einem so genannten „Yardstick-Verlust“. Bei Über- oder Unterschreitung des Zielwertes erhalten die Unternehmen in der vierten Regulierungsperiode Bonifikationen oder Mali in Höhe von 4,8 Penny je kWh mit einem Effekt von maximal 0,25 % der Erlöse²⁵².

14.1.4. Ausblick: Das RPI-X@20 Projekt

Ofgem leitete im März das so genannte RPI-X@20 Projekt ein und stellte damit die bisherige Regulierungspraxis auf den Prüfstand. Das Projekt soll im Sommer des Jahres 2010 abgeschlossen und die Ergebnisse in den folgenden Regulierungsperioden umgesetzt werden. Der Regulierer nennt verschiedene Gründe für die Notwendigkeit der Revision:

1. Nach 20 Jahren RPI-X-Regulierung ist eine Überprüfung angebracht;
2. Großbritannien hat das Ziel, die CO_2 -Emissionen bis 2020 um 26 % und bis 2050 um 80 % zu reduzieren, das impliziert einen nahezu vollständigen Verzicht auf Kohle in der Stromerzeugung bis 2030. Dabei sind Art und Umfang der Auswirkungen für

²⁴⁹ Vgl. CEER (2005), S. 37-38.

²⁵⁰ Vgl. Ebd., S. 46.

²⁵¹ Vgl. Ebd., S. 42.

²⁵² Vgl. Jamasb/ Pollitt (2007a), S. 33f.

die elektrischen Netze ungewiss. Das Regulierungssystem muss diese Unsicherheit angemessen handhaben und flexibel auf Veränderungen reagieren können:

"There are new network dynamics that could affect the appropriateness of the current regulatory regime, such as new nuclear connections, heavy promotion of distributed energy or smart grid developments. Our approach — consistent with the past — is to have a regulatory structure that is flexible to meet new challenges but not to pick the winners.²⁵³"

3. Es gibt es Bedenken, dass die Regulierung zu komplex geworden ist.
4. Zudem stellt sich Ofgem die Frage, welche Rolle ein möglicher Paradigmenwechsel in der Unternehmensfinanzierung spielt²⁵⁴.

Das Projekt teilt sich in zwei Phasen: Die „*Visionary Phase*“ bis Ende 2009 umfasste die akademische Analyse der Einflussfaktoren und Handlungsfelder für eine Novellierung der Anreizregulierung, die anschließend in der „*Operations Development Phase*“ bis zum Sommer 2010 praktisch umgesetzt werden soll²⁵⁵.

Das RPI-X@20 Projekt wurde in der ersten Phase durch drei Studien begleitet:

1. Das „Long Term Electricity Network Scenarios“ Projekt (LENS) hatte das Ziel, robuste Entwicklungsszenarien für die Netze bis 2050 zu beschreiben und somit eine wichtige Grundlage für weitere Gutachten und Überlegungen zu liefern;
2. Das KEMA Gutachten bezog sich auf die Rahmenbedingungen, die erforderlich sind, um erfolgreiche Innovationsprojekte zu motivieren;
3. Die „Future Networks“ Studie von Frontier Economics sollte potenzielle Barrieren der Netzentwicklung identifizieren und Handlungsempfehlungen für ihre Überwindung geben.

Da das Thema Innovationen und Investitionen sowie Netze der Zukunft auch für die Diskussion zum deutschen Regulierungssystem sehr wichtig ist, werden die Kernaussagen der Studien folgend kurz zusammengefasst. So stellte LENS im Abschlussbericht „Electricity Network Scenarios for Great Britain in 2050“ fünf mögliche Szenarien vor:

²⁵³Buchanan (2008), S.6.

²⁵⁴Vgl. Ofgem (2009), S. 1-6 sowie Buchanan (2008), S. 6f.

²⁵⁵Vgl. Ebd., S. 7.

1. **Big Transmission and Distribution:** Die Rahmenbedingungen verändern sich nicht deutlich, Erneuerbare Energien gewinnen gemäß der aktuellen Trends an Bedeutung und die Grenzkuppelstellen zum europäischen Festland werden ausgebaut. Die Aufgaben der Verteilnetzbetreiber verändern sich nicht deutlich.
2. **Energy Service Companies:** Konsumenten messen dem Umweltschutz ein zunehmendes Gewicht zu, sehen die Verantwortlichkeit jedoch bei der Industrie und der Politik. Im Übertragungsnetzbereich wird eine zunehmende Anzahl Erneuerbarer Energien angeschlossen, während sich Verteilnetzbetreiber auf eine steigende dezentrale Erzeugung einrichten müssen. Energiedienstleistungen gewinnen an Bedeutung, Energiedienstleistungsunternehmen bieten verschiedene Produkte inkl. Elektromobilität an.
3. **Distribution System Operators:** Sowohl Konsumenten als auch die Politik nehmen eine deutlich aktivere Rolle ein und forcieren Umweltgesichtspunkte. Verteilnetzbetreiber bewältigen einen deutlich höheren Anteil dezentraler Erzeugung, was mit einer stärkeren Nachfragesteuerung einhergeht. So übernehmen sie zunehmend auch Systemdienstleistungen. Die Lastrichtung im Übertragungsnetz variiert stärker und die Last nimmt hier insgesamt ab.
4. **Microgrids:** Kunden nehmen eine äußerst aktive Rolle ein, der Anteil dezentraler Erzeugung und die Nachfragesteuerung haben eine sehr hohe Bedeutung. Systemdienstleistungen im Verteilnetzbereich gewinnen massiv an Relevanz.
5. **Multiple Purpose Networks:** Es besteht Unsicherheit bezüglich der Klimaziele und der assoziierten Erfordernisse, so dass sich keine einheitliche, langfristige Strategie durchsetzt. Wechselnde Prioritäten und Strategien führen zu unterschiedlichen Entwicklungen in verschiedenen Netzgebieten, somit besteht eine erhöhte Gefahr für versunkene Kosten.

Es wurde betont, dass es unwahrscheinlich ist, dass eines der im LENS-Projekt definierten Szenarios exakt eintritt. Allerdings geben diese möglichen Entwicklungen Hinweise, welche Technologien potenziell an Bedeutung gewinnen und welche Herausforderungen sich insgesamt der Branche stellen. So sind eine wachsende Bedeutung der Informations- und Kommunikationstechnologie und eine zunehmende Verantwortung für Systemdienstleistungen im Verteilnetzbereich zu nennen. Weiterhin verdeutlicht die Studie, dass zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten mit einem hohen Grad an Unsicherheit verbunden sind. Zudem kann es von hohem Wert sein, verschiedene Optionen offen zu halten²⁵⁶.

²⁵⁶Vgl. Ault et al (2008).

KEMA analysierte 200 internationale Innovationsprojekte und zog darauf aufbauend eine Reihe von Schlussfolgerungen.

1. Spezielle Innovationsanreize steigern die Innovationstätigkeit signifikant;
2. Insbesondere große (Leuchtturm-) Projekte werden eher durchgeführt, wenn es eine Förderung gibt;
3. Die Wirkung der IFI in Großbritannien kann nachgewiesen werden;
4. Die Implementierung eines größeren Funds, dem so genannten *Low Carbon Network Fund* (LCN), ist empfehlenswert.

Schließlich zeigt Frontier Economics eine Reihe potenzieller Barrieren auf:

1. Ein potenzieller Rollenkonflikt zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern;
2. Konflikte zwischen Verteilnetz- und Kraftwerksbetreibern bzgl. einer Angebotssteuerung;
3. Konflikte zwischen Verteilnetzbetreibern und Vertriebsgesellschaften bzgl. einer Nachfragesteuerung;
4. Konflikte bzgl. der Nutzung und des Ausbaus von Smart Metern.

Die vorgestellten Lösungsansätze betreffen unter anderem Strukturveränderungen (DSOs als Betreiber kleiner Erzeugungseinheiten für eine Angebotssteuerung), die Implementierung neuer technischer Richtlinien insbesondere für Smart Meter, eine Überprüfung und Überarbeitung der Vertragsbeziehungen sowie einen Ausbau der Informations- und Kommunikationstechnologie.

Wichtige Aspekte für das RPI-X@20 Projekt waren, dass die Effizienzsteigerungspotenziale abgenommen haben, während die Bedeutung von Innovationen insgesamt steigt. Zudem wird es immer wichtiger, die Regulierung flexibel zu gestalten und Optionen für die Entwicklung der Netze offen zu halten. Erste Änderungen aufgrund des RPI-X@20 Projektes wurden bereits mit dem Beginn der 5. Regulierungsperiode Anfang 2010 vollzogen. So führte Ofgem den Low Carbon Network Fund (LCN) ein. Dieser Fund soll je Regulierungsperiode 500 Mio. Pfund (100 Mio. Pfund im Jahr) für Innovationen zur Verfügung stellen — zusätzlich zu den bestehenden Instrumenten. Abbildung 14.2 veranschaulicht das Prinzip: Zusätzlich zu den ca. 20 Mio. Pfund im Jahr, die über die Innovation Funding Incentives zur Verfügung stehen, werden Gelder in Höhe von 100 Mio. Pfund im Jahr zur Disposition gestellt. Diese Mittel werden in zwei Stufen vergeben. Zunächst werden mit 20. Mio. Pfund im Jahr eine Vielzahl kleinerer Projekte unterstützt, dabei ist aus Sicht des Regulierers eine

relativ geringe Kontrolle erforderlich. Die verbleibenden 80 Mio. Pfund werden für eine relativ geringe Anzahl von großen Projekten (Leuchtturmprojekten) zur Verfügung gestellt, diese werden allerdings stärker kontrolliert. Die Finanzierung erfolgt, indem für die ausgewählten Projekte eine Erhöhung der Netzentgelte zugelassen wird. Weiterhin übernahm Ofgem den *Sliding-Scale-Mechanismus* auch für die Betriebskosten. Weitere Änderungen sollen bis Ende 2010 konkretisiert und beschlossen werden. Von hoher Priorität ist dabei gemäß Ofgem eine stärkere Outputorientierung sowie das Setzen von Anreizen für eine langfristig ausgerichtete Optimierung:

"The incentives framework would be focused on the delivery of outputs, not delivery of business plan. We would ensure value for money by providing network companies with a package of incentives to look for likely lowest cost solutions in the long term."²⁵⁷

In diesem Zusammenhang sollen die Regulierungsperioden von fünf auf zehn Jahre verlängert werden.

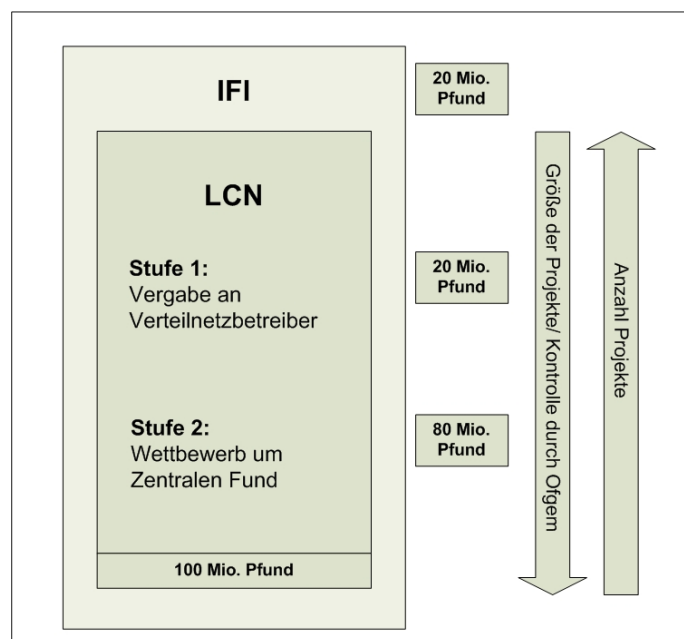


Abbildung 14.2.: Der Low Carbon Network Fund (LCN)

14.2. Niederlande

Die Verteilnetzregulierung in den Niederlanden ist aus dreierlei Gründen besonders interessant: Zum einen stieß die Einführung der Anreizregulierung zunächst in wesentlichen

²⁵⁷Ofgem (2010), S. 27.

Punkten auf den Protest der Branche und unterlag einer Reihe von Anpassungen. Sie ist ein Exempel dafür, dass die Stabilität eines Regulierungssystems wesentlich von offenen und transparenten Verfahren abhängt. Zum anderen sind die Niederlande aktuell neben Norwegen das einzige europäische Land, welches ein der „Yardstickregulierung“ ähnliches System eingeführt hat. Zu beachten ist, dass die Bezeichnung als Yardstickregulierung zwar dem Selbstverständnis des niederländischen Regulierers entspricht, sich aber in wesentlichen Punkten vom theoretischen Konzept nach Shleifer unterscheidet. Auch sind die Konzepte aus Norwegen und aus den Niederlanden sehr unterschiedlich, da das norwegische Konzept eher dem theoretischen Prinzip einer Yardstickregulierung folgt. Die Idee der Yardstickregulierung spiegelt sich beim niederländischen Modell in der Bestimmung des Effizienzfaktors wieder. Dieser richtet sich nach der durchschnittlichen Produktivitätssteigerung. Drittens orientiert sich das Qualitätsregulierungssystem am durchschnittlichen Qualitätsniveau, was im europäischen Vergleich als Besonderheit betrachtet werden kann. Da die Bundesnetzagentur ebenfalls eine Orientierung am Durchschnitt anstrebt, ist das niederländische Konzept hilfreich für ein besseres Verständnis der Diskussion in Deutschland.

14.2.1. Systementwicklung

In den 1980er und 1990er Jahren wurde der Elektrizitätsmarkt in den Niederlanden weitreichend umstrukturiert, verbunden mit einer großen Anzahl an Fusionen und Übernahmen. Ein Jahr nach der Trennung von Erzeugung und Verbrauch im Jahre 1989 schrumpfte die Zahl an Verteilnetzbetreibern von 158 auf 50. 2004 deckten die drei größten Verteilnetzbetreiber (Essent, Continuon und Eneco) 90 % des Marktes ab²⁵⁸ und 2010 waren nur noch acht Unternehmen im Markt²⁵⁹.

Mit dem Regierungswechsel im Jahr 1994 und vor dem Hintergrund der Europäischen Richtlinien steuerten die Niederlande die Liberalisierung und Regulierung des Marktes an. Seit 1998 wurde eine Reihe von relevanten Anpassungen des ordnungspolitischen Rahmens durchgeführt und die Marktöffnung in drei Stufen vollzogen – die letzte von diesen 2004. Die nationale Regulierungsbehörde DTe (*Dienst uitvoering en Toezicht energi*) wurde 1998 zu Beginn der Transformation gegründet²⁶⁰. Sie fungiert als unabhängige Behörde und ist Teil des niederländischen Kartellamtes NMa, dessen Vorstand seit Juli 2005 ebenfalls ein unabhängiges Verwaltungsorgan darstellt²⁶¹.

²⁵⁸Vgl. Hesseling/ Sari (2007), S. 127-128.

²⁵⁹Vgl. www.energiekamer.nl/nederlands/electriciteit/transport/overzicht_netbeheerders.

²⁶⁰Vgl. Hesseling/ Sari (2007), S. 127-128.

²⁶¹Vgl. Hesseling (2006), S. 53.

Das neue niederländische Elektrizitätsgesetz schreibt die vertikale Entflechtung der Energieversorgungsunternehmen vor und führte ab 2000 zu einer gesellschaftsrechtlichen Separierung des Verteil- und Übertragungsnetzbereichs. Gleichzeitig führten die Niederlande eine Preisobergrenzenregulierung für den Verteilnetzbereich ein und lösten damit das alte System ab, das einer Cost-Plus-Regulierung sehr ähnlich war²⁶².

Im Jahre 1999 veröffentlichte DTe wichtige Richtlinien für die folgende Regulierung, unter anderem sollten sich die Netzentgelte des Jahres 2000 an den Entgelten von 1996 orientieren. Es war geplant, dass die erste Regulierungsperiode den Zeitraum vom 1. Januar 2001 bis zum 31. Dezember 2003 umfasst, allerdings erwies sich die Festlegung des individuellen Effizienzwertes anhand einer DEA als äußerst problematisch²⁶³. Mehrere Korrekturen der individuellen Effizienzfaktoren ließen auf eine starke Sensitivität gegenüber Datenfehler schließen, die zu drastischen Umverteilungen innerhalb der Branche führten. So zeigten die ausgewiesenen Ineffizienzen zwischen den Effizienzvergleichen von 2001 und 2002 z.B. für Eneco eine Differenz von 72 Millionen Euro und für Nuon 49 Millionen Euro auf (jeweils zu Gunsten der Unternehmen), während sich eine Differenz von 60 Millionen Euro zu Lasten von Essent herausstellte. Insgesamt betrug der durchschnittliche Effizienzfaktor, der zu Beginn festgelegt wurde, 5,1 %.

In der Branche gab es großen Widerstand gegen die Ergebnisse des Effizienzvergleichs, so seien die Daten nicht vergleichbar, die Methoden nicht stabil und regionale Unterschiede werden nicht berücksichtigt. Unabhängig von diesen Punkten legte das Gericht seiner Entscheidung die Frage zu Grunde, ob unterschiedliche Effizienzfaktoren zulässig sind. Gemäß Artikel 58.1:b des Energiewirtschaftsgesetzes heißt es: „**der** Diskontierungsfaktor zur Erfassung der Effizienz (...)“. Demnach sei nur ein Diskontierungsfaktor zulässig und nicht ein individueller und ein genereller, deshalb erklärte das Gericht die X-Faktor-Beschlüsse von DTe für nichtig²⁶⁴. Den Netzbetreibern kam anschließend das *reformation in peius principe* zu Gute, auf dessen Grundlage sie nach der Nichtigkeitserklärung der ersten DEA-Ergebnisse mit einer erneuten Festlegung individueller Effizienzfaktoren nicht schlechter gestellt werden dürfen²⁶⁵.

Um weitere Klagen zu vermeiden, führte DTe mit der Branche Verhandlungen über die erneute Festlegung von Effizienzwerten. Gegenstand waren sowohl die erste als auch die zweite Regulierungsperiode. Für die erste sollte ein einheitlicher, für die zweite ein individueller Effizienzfaktor festgelegt werden²⁶⁶. Der allgemeine Effizienzwert der ersten Periode

²⁶²Vgl. Nillesen/ Pollitt (2007), S. 264ff. und Ajodhia (2005), S. 223.

²⁶³Vgl. Nillesen/ Pollitt (2007), S. 264-276.

²⁶⁴Vgl. Hesseling (2006), S. 56 und Steenbergen (2007), S. 30.

²⁶⁵Vgl. Ebd.

²⁶⁶Vgl. Hesseling (2006), S. 56.

wurde auf 3,2 % festgesetzt²⁶⁷. Die Gesetze wurden angepasst, um die Einführung individueller Effizienzfaktoren zu ermöglichen. Nach monatelanger Diskussion stellte DTe dafür ein Regulierungskonzept vor: Als neue Methode wurde ein Benchmarking der gewichteten Netzentgelte implementiert, das als Maßstab die durchschnittlichen Entgelte hatte²⁶⁸. Ausgesprochenes Ziel war es, bis zum 31. Dezember 2006 ein einheitliches Effizienzniveau in den Niederlanden zu erreichen. So konnte DTe nach zwei größeren Gerichtsverfahren von den ursprünglich angekündigten kumulierten Erlössenkungen von 511 Millionen Euro innerhalb einer Periode lediglich 209 Millionen Euro durchsetzen²⁶⁹.

14.2.2. Status Quo

Nachdem aus Sicht des Regulierers ein *Level Playing Field* (gleiche Wettbewerbschancen bzw. gleiches Effizienzniveau und gleiche Rahmenbedingungen) zwischen den Netzbetreibern geschaffen wurde, haben die Niederlande 2007 ein Yardsticksystem mit dreijährigen Regulierungsperioden implementiert. Der Grundgedanke des theoretischen Modells von Shleifer liegt gleichfalls dem niederländischen Konzept zu Grunde: Netzbetreibern, die effizienter sind als der Durchschnitt, wird eine überdurchschnittliche Rendite zugestanden, während unterdurchschnittlich effiziente Unternehmen nur eine unterdurchschnittliche Rendite erlangen können. Auf diese Weise sollen die Unternehmen einen kontinuierlichen Anreiz haben, effizienter zu werden.

Das Regulierungskonzept spiegelt Formel 14.1²⁷⁰ wider. Dabei steht E für die maximal zulässigen Erlöse, CPI bezeichnet den Verbraucherpreisindex, X den generischen Effizienzfaktor und q einen Qualitätsfaktor. Der Index $'$ weist auf die folgende Periode hin²⁷¹.

$$E' = (1 + CPI_t - X + q)E_{t-1} \quad (14.1)$$

14.2.3. Der generische X-Faktor

Ausgangspunkt für die Berechnung der zulässigen Erlöse eines Unternehmens für die erste Periode der Yardstickregulierung sind die ermittelten effizienten Kosten aus den Zeiten der Erlösberggrenzenregulierung. Zusätzlich ermittelt DTe für die Vorperiode ex post den „richtigen“ generellen Produktivitätsfortschritt (PF) auf Basis der tatsächlich realisierten

²⁶⁷Vgl. Nillesen/ Pollitt (2007), S. 264-276.

²⁶⁸Vgl. Ebd., S. 264-281.

²⁶⁹Vgl. Ebd.

²⁷⁰Vgl. DTe (2006b), S. 2-3.

²⁷¹Vgl. Hesselting/ Sari (2007), S. 135.

Kostenänderungen. In diese Berechnung gehen zwei Korrekturen ein: Zum einen werden die Anteile des *catch-up*, das heißt die zusätzlich notwendigen Effizienzsteigerungen vorab nicht zu 100 % effizienter Unternehmen, bestmöglich aus dem generellen PF eliminiert. Zum zweiten senkte DTe den WACC auf 5,8 % vor Steuern ab. Die Änderung führte zu einer Absenkung der als effizient anerkannten Kapitalkosten. Um die Unternehmen an das neue Kostenniveau heranzuführen, rechnet DTe die erforderlichen Kürzungen in den generellen Effizienzfaktor ein²⁷².

Mit dem auf diese Weise kalkulierten PF berechnet der Regulierer die individuellen effizienten Kosten neu und erhält somit einen Ausgangspunkt der effizienten Erlöse für die bevorstehende Regulierungsperiode. Weiterhin bestimmt die Behörde den Endpunkt, indem sie den neu ermittelten generellen Produktivitätsfortschritt für die Dauer der aktuellen Regulierungsperiode fortschreibt. Eine Korrektur aufgrund der verschiedenen Gegebenheiten in einem Netzgebiet findet in diesem Zusammenhang nur statt, wenn große Wasserflächen unterquert werden müssen und wenn es steuerliche Unterschiede gibt. Die kalkulierten effizienten Kosten am Ende der Periode stellt DTe den tatsächlichen Kosten des Unternehmens gegenüber und ermittelt den erforderlichen Steigerungs- oder Senkungspfad²⁷³. Abbildung 14.3 veranschaulicht dieses Vorgehen.

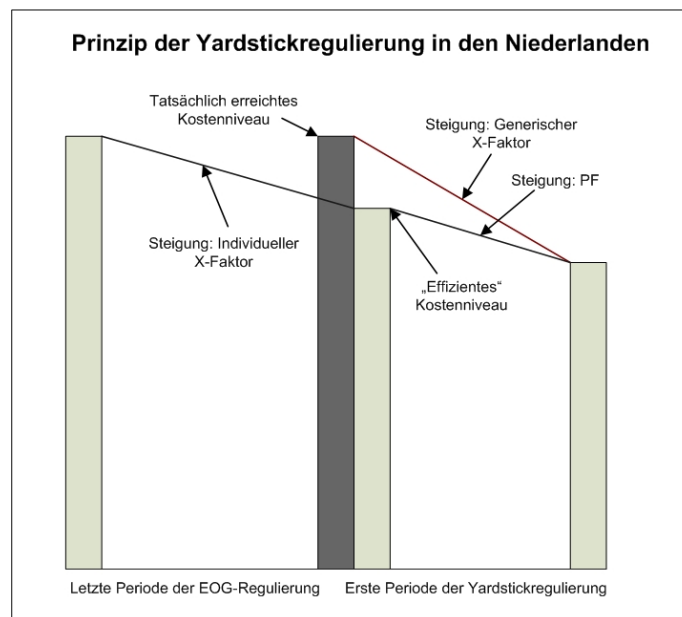


Abbildung 14.3.: Prinzip der Yardstickregulierung in den Niederlanden

Für die vierte Regulierungsperiode ergab sich ein genereller Produktivitätsfortschritt von 2,3 %. Da drei der neun regulierten Unternehmen in der Vorperiode überdurchschnittlich

²⁷²Vgl. DTe (2006b).

²⁷³Vgl. Ebd..

hohe Effizienzsteigerungen vollzogen haben, müssen sie ihre Kosten um einen geringeren Anteil senken, um am Ende der Regulierungsperiode das durchschnittliche Effizienzniveau zu erreichen. Ein Unternehmen bekam sogar einen Steigerungspfad zugesprochen. Die übrigen sechs Unternehmen erreichten am Ende der Vorperiode nicht das effiziente Kostenniveau, so dass sich für eine Erreichung der Zielerlöse Kostensenkungsvorgaben in Höhe von 3,6 % bis 6,3 % je Jahr ergaben. Die durchschnittliche, jährliche Kostensenkungsvorgabe (generischer X-Faktor) belief sich insgesamt auf 4,8 %²⁷⁴.

14.2.4. Qualitätsregulierung

Bezüglich der Versorgungsqualität weisen die Verteilnetzbetreiber in den Niederlanden mit einer durchschnittlichen Ausfalldauer von etwa 25 Minuten (2004) je Kunde und Jahr im europäischen Vergleich ein sehr hohes Niveau auf. Allerdings änderte sich das Investitionsklima mit Einführung der Anreizregulierung, so dass DTe trotz des hohen Niveaus eine Qualitätsregulierung integrierte. Der Einführung eines so genannten Qualitätselements ging eine intensive Diskussion mit den Netzbetreibern voraus, so begannen die Vorbereitungen bereits 2002, gut zwei Jahre vor Einführung der Qualitätsregulierung zum 1. Januar 2005. Um die Zahlungsbereitschaft der Kunden zu ermitteln, gab DTe der Beratung SEO (*Stitching voor Economisch Onderzoek*) den Auftrag, eine Umfrage durchzuführen. Die Studie umfasste mehr als 12.000 Haushalte und 2.500 Gewerbekunden, als Methode wählte SEO eine *Conjoint Analyse*. Gleichzeitig leitete DTe vom Sommer 2003 bis zum Herbst 2004 monatliche Konsultationen mit den Netzbetreibern ein, um die Methode zu diskutieren. Als Grundlage dienten Untersuchungen und Berichte von SEO. Im Ergebnis einigten sich Regulierer und Branche auf eine Methode von möglichst geringer Komplexität und verzichteten auf eine starke Differenzierung (z.B. bzgl. Tages- oder Jahreszeiten). Ausgeschlossen werden lediglich Störungen aufgrund höherer Gewalt (Force Majeur) und die Auswirkungen von Störungen aus dem vorgelagerten Übertragungsnetz²⁷⁵.

Für die Beurteilung der Versorgungszuverlässigkeit wird die Qualitätskennzahl SAIDI herangezogen. Der niederländische Regulierer vertrat die Auffassung, dass die Wahl eines Indikators gegenüber mehreren Indikatoren die Transparenz und Einfachheit der Regulierung fördert. Da SAIDI als Produkt aus SAIFI und CAIDI sowohl Dauer als auch Häufigkeit von Unterbrechungen umfasst, werden beide relevanten Aspekte mit nur einer Kennzahl erfasst²⁷⁶.

²⁷⁴www.energiekamer.nl/.

²⁷⁵Vgl. Hesselting/ Sari (2007), S. 141-143 sowie DTe (2006a), S. 1-4.

²⁷⁶Vgl. Ebd., S. 3.

Als Referenzniveau wurde der Branchendurchschnitt gewählt, da dieses Vorgehen konform mit dem übergeordneten System, einer Yardstickregulierung, ist. Jegliche Abweichung von diesem Referenzwert wird mit der spezifischen, aus der Umfrage resultierenden Anreizrate von 22 Cent je Minute und Kunde bewertet²⁷⁷. Diese ermittelte DTe über eine Bewertungsfunktion basierend auf den SAIFI- und CAIDI-Werten. Hier wurde auch der durchschnittliche Anteil an Haushalten (90 %) und Betrieben (10 %) zu Grunde gelegt²⁷⁸.

Bezeichnet Z_i die resultierende Pönale oder Bonifikation, $SAIDI$ die durchschnittliche Ausfalldauer (in Minuten) je Jahr und Kunde der Branche und \overline{SAIDI} den korrespondierenden Mittelwert der letzten drei Jahre, $SAIDI_i$ die spezifische durchschnittliche Ausfalldauer (in Minuten) eines Unternehmens und $\overline{SAIDI_i}$ den korrespondierenden Drei-Jahres-Mittelwert, α die Anreizrate (hier 22 Cent/ min.), $AK_{i,k}$ die Anzahl angeschlossener Kunden im Jahr k des betrachteten Netzgebiets, J das letzte für die Mittelwertbildung relevante Jahr und CV die Störungen aufgrund von Unterbrechungen in vorgelagerten Netzebenen, kann die Erlösanpassung (in Euro) gemäß Formel 14.2 definiert werden²⁷⁹.

$$Z_i = \sum_{k=J-2}^J AK_{i,k} \cdot \alpha(SAIDI - SAIDI_i) + CV \quad (14.2)$$

Die Berechnung erfolgt auf Grundlage von Drei-Jahres-Mittelwerten, um die Wirkung stochastischer Störungen zu mindern. Der resultierende Betrag geht als Prozentsatz der zulässigen Gesamterlöse (q-Faktor) in die Regulierungsformel ein²⁸⁰ und ist auf ± 5 % begrenzt.

Wichtige Voraussetzung für eine Qualitätsregulierung ist die Qualität der Störungsdaten. Seit 2005 müssen die Netzbetreiber deshalb einen entsprechenden Nachweis erbringen, beispielsweise mittels Zertifizierung²⁸¹. Die Anwendung des Yardstick-Competition-Ansatzes auf die Qualitätsregulierung ist eine Innovation. Allerdings wird oft kritisiert, dass im niederländischen Modell eine Differenzierung in städtische und ländliche Unternehmen fehlt²⁸².

Aus der Entwicklung des Systems in den Niederlanden kann eine Reihe von Schlüssen gezogen werden:

²⁷⁷Vgl. Ebd., S. 6.

²⁷⁸Vgl. Haber/ Rodgarkia-Dara (2005), S. 23.

²⁷⁹Vgl. DTe (2006a), S. 6.

²⁸⁰Vgl. Hesselting/ Sari (2007), S. 141-143.

²⁸¹Vgl. Ebd., S. 143.

²⁸²Vgl. Haber/ Rodgarkia-Dara (2005), S. 24.

Die Unsicherheiten bei der Festlegung individueller Effizienzfaktoren verdeutlichen die Sensitivität gegenüber Datenfehlern und Modellspezifikationen. Dies unterstreicht die Notwendigkeit, verschiedene Methoden anzuwenden bzw. Mechanismen zu integrieren, die die Robustheit der Ergebnisse erhöhen. Nicht zuletzt wird die Bedeutung des Dialogs zwischen Regulierer und Unternehmen deutlich. Es ist für die Stabilität der Regulierung wichtig, Beschlüsse anhand eines offenen und transparenten Verfahrens zu fassen²⁸³.

14.3. Norwegen

Neben Großbritannien gehört Norwegen mit rund zwölf Jahren Erfahrung zu den Pionieren der Anreizregulierung. Im Gegensatz zu Großbritannien war das Erlösobergrenzensystem in Norwegen jedoch kein Hybrid aus RoR- und Anreizregulierung, sondern kann nahezu als eine „Lehrbuch RPI-X-Regulierung“ bezeichnet werden. Im Jahre 2007 wechselte Norwegen gleichzeitig mit den Niederlanden das System und implementierte eine Yardstickregulierung, so dass diese beiden Länder als Vorreiter für Yardstickkonzepte in Europa bezeichnet werden können. Allerdings rücken aktuell ausreichende Investitionsanreize stärker in den Fokus der norwegischen Regulierung. So werden zum Beispiel die zulässigen Erlöse für 2010 im Durchschnitt um 4 % angehoben, da der Investitionsbedarf deutlich steigt²⁸⁴.

14.3.1. Systementwicklung

Die Deregulierung des norwegischen Elektrizitätsmarktes wurde mit dem Energy Act im Juni 1990 eingeleitet und im Mai 1992 vollendet. Seit 1999 besteht ein gemeinsamer Markt zwischen Norwegen, Schweden, Dänemark und Finnland. Die Branchenstruktur ist durch eine Vielzahl relativ kleiner Unternehmen gekennzeichnet: Auf der Verteilnetzebene sind etwa 200 Unternehmen tätig, die sich in Größe und Struktur stark unterscheiden. Erwähnenswert ist, dass ein norwegischer Verteilnetzbetreiber im Durchschnitt nur 5000 Kunden beliefert²⁸⁵.

Mit der Liberalisierung hat das Norwegische Wasser- und Energieamt (*Norges vassdragsog energidirektorat*, NVE) die Aufsicht über die Branche übernommen. Es ist dem Öl- und Energieministerium unterstellt, jedoch obliegen Anpassungen des Regulierungssystems und die operative Umsetzung der Regulierung vollständig NVE²⁸⁶. Von 1992 bis einschließlich

²⁸³Vgl. Nillesen/ Pollitt (2007), S. 281-285.

²⁸⁴Vgl. www.nve.no.

²⁸⁵Vgl. Ajodhia (2005), S. 215f.

²⁸⁶Vgl. Grasto (1997), S. 8f.

1996 praktizierte NVE eine Renditeregulierung und wechselte 1997 hin zu einem anreizbasierten Regulierungssystem. Ebenfalls sehr früh unternahm NVE die ersten Schritte hin zu einer Qualitätsregulierung und implementierte im Jahre 1995 zur Erfassung von Versorgungsunterbrechungen das Informationsinstrument FASIT (*Fault and Supply Interruption and Information Tool*)²⁸⁷.

In den folgenden zehn Jahren – von 1997 bis einschließlich 2006 – unterlagen die Verteilnetzbetreiber einer Erlösberggrenzenregulierung. Eine Regulierungsperiode wurde auf fünf Jahre festgelegt. Um dem höheren Risiko der Anreizregulierung im Vergleich zur RoR-Regulierung Rechnung zu tragen, wurde den Unternehmen ein höherer Risikozuschlag zugestanden und somit eine Gesamtkapitalrendite von 8,3 % genehmigt. Zur Bestimmung der individuellen Effizienz führte NVE eine DEA-Analyse durch, die resultierenden individuellen X-Faktoren fanden jedoch erst ab 1998 Berücksichtigung. Ziel war es, die ermittelten Ineffizienzen innerhalb von drei Regulierungsperioden, also 15 Jahren, abzubauen. Außerdem wurde die Mindesteffizienz auf 70 % gesetzt. Aufgrund der eingeschränkten Vergleichbarkeit der Kapitalkosten führte NVE zwei Benchmarkings mit unterschiedlichen Bewertungsansätzen durch und wies den Netzbetreibern das bessere der beiden Ergebnisse zu²⁸⁸.

Die anfängliche Erlösberggrenze richtete sich nach den Zweijahresmittelwerten der Betriebskosten, den Kapitalkosten inklusive einer angemessenen Kapitalverzinsung sowie den mit Planpreisen bewerteten Zweijahresmittelwerten der Verlustenergiemengen. Diese wurden im Laufe einer Regulierungsperiode entsprechend des Verbraucherpreisindex sowie des generellen und des individuellen Effizienzfaktors angepasst. Die relative Häufigkeitsverteilung der individuellen Effizienzfaktoren zeigt, dass 33 % der Verteilnetzbetreiber in der ersten Regulierungsperiode als 100 % effizient eingeschätzt wurden. Eine Besonderheit der norwegischen Regulierung ist die Integration eines *Profit-Sharing Mechanismus*. Insofern die erzielte Kapitalrendite in der ersten Regulierungsperiode um sieben Prozentpunkte von der genehmigten Rendite abwichen, waren die Preise anzupassen.

Die Erlösberggrenze der zweiten Regulierungsperiode richtete sich nach dem Vierjahresmittel der Betriebskosten (1996-1999). Als Neuerung gegenüber der ersten Regulierungsperiode ist zudem der größere Korridor für die erzielbaren Renditen (2 % bis 20 %) und die stärkere Anrechnung von Erweiterungen der Versorgungsaufgabe zu nennen. Weiterhin wird die erforderliche Fremdkapitalverzinsung jährlich als Summe der aktuellen Staatsanleihen-Rendite zuzüglich eines Risikozuschlags von 2 % neu festgelegt.

Die wichtigste Neuerung ist jedoch die Einführung einer Qualitätsregulierung, um negati-

²⁸⁷Vgl. Growitsch et al., (2009), S. 13.

²⁸⁸Vgl. Vaterlaus/ Wild (2002), S. 34.

ven Effekten der Anreizregulierung auf die Versorgungsqualität entgegen zu wirken²⁸⁹. Als Kennwert wählte NVE *Energy not Supplied* (ENS) bzw. die resultierenden Kosten *Cost of Energy not Supplied* (CENS). Dabei bezeichnet ENS die Energie, die während des Ausfalls geliefert worden wäre. Die standardisierte Berechnungsmethode ist in *FASIT* hinterlegt²⁹⁰. Zur Ermittlung der Anreizrate führte NVE 2001/2002 eine Kundenumfrage durch, deren Ergebnisse ab 2003 die CENS-Sätze determinierten. Methodisch orientieren sich die Anreizraten je zur Hälfte an den direkten Kosten der Versorgungsunterbrechungen (*Direct Costs*) und an der Zahlungsbereitschaft (*Willingness to Pay*). Wenn nur einer der Werte ermittelt werden konnte, geht dieser zu 100 % in die Berechnungen ein²⁹¹.

Der erlösneutrale Referenzwert richtet sich nach den historischen Unterbrechungsdaten der Netzbetreiber und wurde von NVE unternehmensindividuell festgelegt²⁹². Berücksichtigt werden nur Störungen mit einer Dauer von mindestens drei Minuten. Dazu schätzt die Regulierungsbehörde die zukünftige Entwicklung der Versorgungsqualität auf Basis der individuellen Unterbrechungshäufigkeit der letzten fünf Jahre mit einem Regressionsmodell unter Berücksichtigung von Strukturvariablen ab. Hier handelt es sich explizit nicht um ein optimales Niveau, sondern um eine Prognose. Die ermittelten ENS-Werte werden mit den durchschnittlichen Unterbrechungskosten je Kundengruppe bewertet und so die Referenz-CENS-Werte ermittelt. Diese werden im Lauf der Regulierungsperiode den tatsächlichen Unterbrechungskosten gegenübergestellt. Die Differenz ist der für die Anpassung der Erlösobergrenze relevante Malus oder Bonus²⁹³.

Das CENS-Modell sieht keine direkten Kompensationszahlungen an die Kunden vor, allerdings ist bei Großkunden (mehr als 400 MWh Jahresstromverbrauch) ein individuelles Abkommen möglich. Kunden mit individuellen Abkommen sind von der allgemeinen Qualitätsregulierung ausgeschlossen²⁹⁴.

14.3.2. Status Quo

Im Jahre 2007 führte NVE einige wesentliche Änderungen des Regulierungssystems durch, diese betrafen das Gesamtkonzept sowie einzelne Instrumente – insbesondere das Benchmarking und die Qualitätsregulierung. Der Wechsel war von grundsätzlich anderen Motiven getrieben als die Anpassung der Regulierung in Großbritannien: Während im Vereinigten

²⁸⁹Vgl. CEER (2005), S. 37-38.

²⁹⁰Vgl. Growitsch et al., (2009), S. 14.

²⁹¹Vgl. Sandal/ Mogstad/ Sejleseth (2002), S. 35ff.

²⁹²Vgl. Vaterlaus/ Wild (2002), S. 35.

²⁹³Vgl. Haber/ Rodgarkia-Dara (2005), S. 21.

²⁹⁴Vgl. Ebd., S. 22.

Königreich der Kostenfokus abnahm, war er ein zentraler Punkt für den Wechsel in Norwegen. So sollten die Anreize zur Kosteneffizienz und die Bedeutung des Benchmarkings erhöht sowie niedrigere Netznutzungsentgelte für die Stromkunden herbeigeführt werden²⁹⁵.

Die zulässigen Erlöse richten sich nach Formel 14.3, wobei E_t die Erlöse im Jahr t , K_{t-2}^* die durchschnittlichen Kosten eines vergleichbaren Unternehmens aus dem Jahr $t - 2$ und K_{t-2} die tatsächlichen Kosten des Unternehmens in diesem Jahr bezeichnet. JP stellt einen Justierungsparameter für den zweijährigen Zeitverzug dar.

$$E_t = 0,6 K_{t-2}^* + 0,4 K_{t-2} + JP \quad (14.3)$$

Demnach bestimmen sich die Erlöse zu 60 % aus den Yardstickkosten, dem so genannten Yardstick-Faktor, und zu 40 % aus den tatsächlichen Kosten²⁹⁶.

14.3.3. Der Yardstick-Faktor

Der Yardstick-Faktor wird mittels einer DEA-Analyse ermittelt, die jedoch nur noch auf Basis der Buchwerte durchgeführt wird. Folgende Einzelpositionen sind für die Analyse relevant:

1. die inflationsbereinigten Betriebs- und Wartungskosten;
2. die Netzverluste;
3. die Versorgungsqualität (KILE);
4. Abschreibungen basierend auf den durchschnittlichen Buchwerten aus $t - 2$;
5. die Restbuchwerte zum 31.12. des Jahres $t - 2$ und
6. die von NVE festgelegten Renditen r_{nve} .

Die Kalibrierung der Normkosten erfolgt derart, dass die Summe der Normkosten der Branche der Summe der tatsächlichen Kosten der Branche entspricht. Auf diese Weise soll sichergestellt werden, dass ein durchschnittlicher Verteilnetzbetreiber eine durchschnittliche Verzinsung erzielt²⁹⁷. Da die DEA in der neuen Methode an Bedeutung gewonnen hat, sind die Ergebnisse des Effizienzvergleichs von großem Interesse. Insbesondere wird untersucht, wie stark die individuellen Bewertungen von Jahr zu Jahr schwanken.

²⁹⁵Vgl. Bjørndal et al. (2006), S. 2.

²⁹⁶Vgl. Ebd., S. 5.

²⁹⁷Vgl. Bjørndal, E./ Bjørndal, M./ Johnsen (2008), S. 2f.

Die individuellen Effizienzwerte von 2007 in Abhängigkeit vom Effizienzfaktor des Jahres 2006 lassen zum Teil deutliche Abweichungen in der Bewertung zu erkennen. So erhalten z.B. vormals effiziente Unternehmen (Effizienzfaktor von Null) nur noch Effizienzwerte von deutlich unter 80 %. Ähnlich starke Schwankungen zeigt die Analyse der Effizienzwerte von 2007 und 2008: Obwohl von 2007 auf 2008 die kalibrierten DEA-Werte im Durchschnitt nur leicht von 96,8 % auf 98,8 % gestiegen sind und es auch nur geringe Abweichungen zwischen den besten Werten (123,8 % vs. 128,2 %) und den schlechtesten Werten (69,6 % vs. 69,7 %) gibt, sind die individuellen Veränderungen zum Teil beachtlich. Etwa ein Drittel der Unternehmen verschlechterte sich, die maximale negative Differenz betrug knapp 30 % (von 123 % auf 94 %). Die größte positive Änderung beträgt demgegenüber 22 % (von 86 % auf 108 %) ²⁹⁸.

14.3.4. Der Justierungsparameter

Der *Justierungsparameter* (JP) umfasst einen Ausgleich sowohl für Erweiterungs- als auch für Ersatzinvestitionen ²⁹⁹. Ziel des JP-Faktors ist es, mit einer einmaligen Auszahlung die Nachteile des Zeitverzugs, die sich für die Erlösanpassung aufgrund einer Investition im Zuge der Yardstickregulierung ergeben, auszugleichen.

Ansatzpunkt der Berechnungen ist, dass aufgrund der Regulierung der Zahlungsfluss für Abschreibungen mit einer Verspätung von zwei Jahren einsetzt und die Zinsen auf den Restbuchwert mit einem Jahr Verzögerung eingenommen werden dürfen. Der Unterschied in der zeitlichen Verzögerung (Abschreibungsbeträge vs. Renditen) ist in Deutschland nicht gegeben und kann als Besonderheit der norwegischen Gesetzgebung aufgefasst werden.

Die zeitlichen Verzögerungen führen in jedem Jahr zu einem Barwertverlust. Um diesen auszugleichen, müssten die jährlichen Zahlungseingänge der verzögerten Zahlungsreihe höher sein als jene der unverzögerten Zahlungsreihe. Konkret sind die Abschreibungsbeträge jeweils um den Faktor $(1 + r)^2$ und die Renditen um den Faktor $(1 + r)$ zu erhöhen. Bezogen auf das Jahr der Investition $t - 2$ kann anschließend der Barwert aller Differenzbeträge berechnet werden. Ihre Summe entspricht der Kompensation, die in $t - 2$ geleistet werden muss, damit die erzielbaren Renditen der regulatorischen Verzinsung entsprechen.

Für die formale Herleitung dieses Einmalbetrages werden die linearen Abschreibungsbeträge als annuitätische Renten aufgefasst. Mittels des Rentenbarwertfaktors kann für eine Einheit investierten Kapitals und eine Abschreibungsdauer T der Barwert a aller Annuitäten im Fall eines unverzögerten Kapitalrückflusses gemäß Formel 14.4 ermittelt werden ³⁰⁰.

²⁹⁸Vgl. www.nve.no.

²⁹⁹Vgl. NVE (2008), S. 12.

³⁰⁰Vgl. Ebd.

$$a = \frac{1 - (1 + r)^{-T}}{r_{nve}} \cdot \frac{1}{T} \quad (14.4)$$

Damit der Kapitalwert für eine Einheit investierten Kapitals den Wert Null annimmt, muss der Barwert der unverzögerten Einzahlungsreihe PV_{ideal} Eins betragen. Dieser setzt sich aus dem Barwert der Abschreibungsbeträge und dem Barwert der erzielten Renditen zusammen, so dass folgender Zusammenhang besteht³⁰¹.

$$PV_{ideal} = 1 = a + (1 - a) \quad (14.5)$$

Im Rahmen der Yardstickregulierung sind sowohl Abschreibungen als auch Renditen — respektive zwei und ein Jahr(e) — verspätet, so dass nur der Barwert $PV_{Yardstick}$ erzielbar ist³⁰²:

$$PV_{Yardstick} = \frac{a}{(1 + r_{nve})^2} + \frac{1 - a}{1 + r_{nve}} \quad (14.6)$$

Der *Justeringsparameteren* zielt auf den Ausgleich dieser Barwertdifferenz. Da der JP-Faktor nicht im Jahr der Investition $t - 2$ sondern erst im Jahr t erlösrelevant wird, wird außerdem ein Zinsausgleich für die beiden Jahre hinzugerechnet. JP^{**} kann deshalb wie folgt definiert werden³⁰³.

$$JP^{**} = (PV_{ideal} - PV_{Yardstick}) \cdot (1 + r_{nve})^2 \quad (14.7)$$

Zur Vereinfachung wird JP^{**} durch r_{nve} dividiert, so dass JP^* relativ einfach gemäß Formel 14.8 berechnet werden kann³⁰⁴.

$$JP^* = 1 + r_{nve} + a \quad (14.8)$$

Die Kompensation $JP_{\Delta I}$ für Ersatz- oder Neuinvestitionen (ΔI) ist anschließend wie folgt definiert:

³⁰¹Vgl. Ebd.

³⁰²Vgl. Ebd.

³⁰³Vgl. Ebd.

³⁰⁴Vgl. Ebd., S. 16; die Herleitung kann wie folgt nachvollzogen werden: Mit $JP = 1 - \frac{a}{(1+r_{nve})^2} - \frac{1-a}{1+r_{nve}}$ folgt $JP^{**} = (1 + r_{nve})^2 - a - (1 - a)(1 + r_{nve} = r_{nve}(1 + r_{nve} + a))$ und $JP^* = \frac{JP^{**}}{r_{nve}}$.

$$JP_{\Delta I}^* = JP^* \cdot r_{nve} \cdot \Delta I \quad (14.9)$$

Als Vereinfachung hat NVE JP^* auf den Wert 1,6 gesetzt, so dass gilt³⁰⁵:

$$JP_{\Delta I}^* = 1,6 \cdot r_{nve} \cdot \Delta I \quad (14.10)$$

14.3.5. Qualitätsregulierung

Die Qualitätsregulierung in Norwegen wurde im Jahr 2009 novelliert. Allerdings basiert das neue System auf der gleichen Kundenumfrage wie das vorherige, diese wurde lediglich neu ausgewertet³⁰⁶. Ein Ziel war es, der Unterbrechungshäufigkeit ein stärkeres Gewicht zu verleihen, deshalb wurde je Störung ein Fixanteil in den CENS-Satz integriert. Als Bemessungsgrundlage wird weiterhin die Leistung anstelle der Arbeit herangezogen.

Außerdem werden mit der neuen Methode Versorgungsstörungen deutlich differenzierter bewertet, indem sektorspezifische Korrekturfaktoren in die Berechnungen eingehen. Diese erfassen den Monat, den Wochentag (Werktag vs. Wochenende) sowie die Tageszeit und unterscheiden zwischen geplanten und ungeplanten Unterbrechungen. Beispielsweise gehen Versorgungsunterbrechungen für Haushaltskunden von Juni bis August nur mit dem Faktor 0,8 ein, an einem Wochenende und nachts zählen sie jedoch 1,1-fach. Für die Industrie werden Störungen nur im Juli mit 0,9 geringer gewichtet, weitere Abschläge erfolgen für Wochenenden (0,6) und Nächte (0,8). Geplante Versorgungsunterbrechungen gehen je nach Kundengruppe zu 70 % bis 90 % ein³⁰⁷.

Die Unterscheidung nach Sektoren berücksichtigt neben der differierenden Zahlungsbereitschaft auch die unterschiedlichen Gewichtungen von Störungsdauer und -häufigkeit, so fällt letztere bei Industriekunden stärker ins Gewicht als bei Haushaltskunden. Tabelle 14.3 fasst die CENS-Sätze für die verschiedenen Kundengruppen in Norwegen zusammen.

14.4. Schweden

Das schwedische Regulierungssystem ist wie das spanische Modell deshalb von Interesse, weil es Referenznetze nutzt. So hat der schwedische Regulierer *Energimarknads Inspektionen* (EI) im Jahre 2003 ein stärker anreizbasiertes Regulierungskonzept implementiert,

³⁰⁵Vgl. Foosnas (2007), S. 24.

³⁰⁶Vgl. Sandal/ Mogstad/ Sejleseth (2007), S. 12f.

³⁰⁷Vgl. Lovdata (2007).

Kundensegment	NOK/ kWh	€/ kWh ³⁰⁸
Landwirtschaft	$10,6 \cdot r + 4$	$1,2 \cdot r + 0,5$
Haushalte	$8,8 \cdot r + 1$	$1 \cdot r + 0,2$
Industrie (Störung bis 4 h)	$55,6 \cdot r + 17$	$6,55 \cdot r + 2$
Handel/ Dienstleistungen (Störung bis 4 h)	$97,5 \cdot r + 20$	$11,5 \cdot r + 2,4$
Öffentlicher Sektor (Störung bis 4 h)	$14,6 \cdot r + 1$	$1,7 \cdot r + 0,2$
Stromintensive Industrie (Störung bis 4 h)	$7,7 \cdot r + 6$	$0,9 \cdot r + 0,7$
Industrie (Störung über 4 h)	$18,4 \cdot r + 166$	$2,2 \cdot r + 19,5$
Handel/ Dienstleistungen (Störung über 4 h)	$33,1 \cdot r + 280$	$3,9 \cdot r + 33$
Öffentlicher Sektor (Störung über 4 h)	$4,1 \cdot r + 44$	$0,5 \cdot r + 5,1$
Stromintensive Industrie (Störung über 4 h)	$3,1 \cdot r + 23$	$0,4 \cdot r + 2,7$

Tabelle 14.3.: Anreizraten nach Sektoren in Norwegen, Quelle: Lovdata (2007)

das auf das *Network Performance Assessment Model* (NPAM) zurückgreift. Das NPAM in Kombination mit einer ex post Bewertung der Effizienz führte zu einer Reihe von Konflikten und bietet einen interessanten Beitrag für die Bewertung von Referenznetzen als Regulierungsinstrument.

14.4.1. Systementwicklung und Status Quo

Seit der Re-Regulierung des schwedischen Elektrizitätsmarktes zwischen 1996 und Ende 2002 unterlagen die schwedischen Verteilnetzbetreiber einer RoR-Regulierung³⁰⁹. Mit dem Ziel Effizienzanreize zu setzen, wurde das so genannte *Network Performance Assessment Model* (NPAM) entwickelt und in diesem Zuge das schwedische Energiewirtschaftsgesetz novelliert³¹⁰. Das Referenznetz wird seit 2003 als Regulierungsinstrument herangezogen. Zusätzlich wurde in Schweden ein OPEX-Benchmarking durchgeführt, das allerdings bis heute keine Relevanz für die regulatorischen Vorgaben besitzt. Ursächlich hierfür sind Probleme mit der Datenqualität³¹¹.

So kann das aktuelle Regulierungssystem in Schweden als Mischung aus RoR-Regulierung und Preisobergrenzenregulierung verstanden werden, indem ex ante mittels eines Referenznetzes angemessene Erlöse berechnet werden und ex post über die zulässige Höhe der tatsächlichen Erlöse entschieden wird³¹².

³⁰⁹Vgl. Jamasb/ Pollitt (2007b), S. 2.

³¹⁰Vgl. Solver (2005), S. 59 -61.

³¹¹Vgl. Honkapuro et al. (2004), S. 7.

³¹²Ebd.

14.4.2. Das Network Performance Assessment Model (NPAM)

Das NPAM ist ein ingenieurwissenschaftlicher Ansatz für die Bewertung der Effizienz der regulierten Unternehmen. Dazu werden im Wesentlichen folgende Schritte unternommen:

1. Allen Netzkunden werden geographische Koordinaten zugeordnet;
2. Zusätzliche Daten werden erhoben, um die Kunden zu charakterisieren (Leistung und Gesamtenergieverbrauch);
3. Auf dieser Grundlage wird unter Berücksichtigung technischer und rechtlicher Anforderungen ein Referenznetz berechnet, das eine hohe Versorgungsqualität gewährleistet;
4. Auf dieser Basis wird ein Register mit den erforderlichen Anlagen generiert (Netzlänge je Knotenpunkt, Anzahl an Transformatoren und deren Kapazität usw.);
5. Unter Berücksichtigung von Standardkosten (aufgelistet im *Swedish Electricity Building Rationalisation*-Katalog) werden die Investitionskosten berechnet;
6. Weitere Kostenpositionen, z.B. für Netzverluste, Verwaltung sowie Wartung und Instandhaltung werden geschätzt;
7. Die tatsächliche Versorgungsqualität wird bewertet und die effizienten Netzkosten entsprechend korrigiert;
8. Die Kosten des Referenznetzes werden den tatsächlichen Netzkosten gegenüber gestellt (*Debited Rate*, DB)³¹³.

Demnach fließen Betriebskosten, Kapitalkosten, Netzverluste und Qualität in ein einziges Modell ein. Als Struktur für das Referenznetz wird ein radiales Netzwerk mit vier Spannungsebenen (0,4 kV; 10 kV; 40 kV und 136 kV) und nur einem Leitungstyp je Spannungsebene unterstellt. Die Leitungen verbinden Einspeise- und Entnahmestellen direkt (ohne jegliche Krümmungen). Da dies praktisch nicht zu realisieren ist, wird ein geometrischer Anpassungsfaktor berücksichtigt.

Bei der Berechnung des Qualitätsindex wird ein expliziter Anreiz für eine Qualitätserhöhung gesetzt, indem die Berechnungen von einem 100-prozentigen Verkabelungsgrad ausgehen³¹⁴. Trotzdem ist es das ausgesprochene Ziel des Regulierers, ein akzeptables Niveau herbeizuführen — nicht unbedingt eine Erhöhung der Qualität. Die Bemessung der

³¹³Vgl. Jamasb/ Pollitt (2007b), S. 4.

³¹⁴Vgl. CEER (2005), S. 43.

Qualität basiert auf SAIDI und SAIFI³¹⁵, Tabelle 14.4 fasst die Anreizraten zusammen³¹⁶. Die als angemessen betrachteten Erlöse eines Netzbetreibers können aufgrund der Qualität um bis zu 10 % gemindert werden.

Region	Anreizrate (geplante Unterbrechung)	Anreizrate (ungeplante Unterbrechung)
Stadt	8,6 €/ kWh	12 €/ kWh
Halbstädtisch	6,3 €/ kWh	8,8 €/ kWh
Land	5,2 €/ kWh	7,4 €/ kWh

Tabelle 14.4.: Anreizraten in der schwedischen Qualitätsregulierung

Ausschlaggebend für die Bewertung der Effizienz eines Netzbetreibers ist der Rückkaufwert des fiktiven Netzes bei einer Abschreibungsdauer von 40 Jahren (18 Jahre für Zähler). Weiterhin geht die Netzlänge je Kunde mit einem Faktor x in die Berechnung ein, wie die Kostenfunktion in Gleichung 14.11 zeigt. Diese Funktion wird für alle Kostenpositionen (Kabel, Transformatoren, Netzverluste usw.) genutzt, es unterscheiden sich lediglich die Konstanten k_0, \dots, k_4 ³¹⁷.

$$C = (k_1 + k_2 \cdot \tanh(k_3(x - k_4)))^{k_0} \quad (14.11)$$

Wesentlicher Output des Modells ist die *Debiting Rate* (DB), welche die Erlöse jedes Verteilnetzbetreibers und die mittels des NPAM geschätzten Kosten zueinander ins Verhältnis setzt. Eine DB größer Eins wird als dafür Indiz gewertet, dass die Netzentgelte zu hoch sind. In diesem Fall liegt es am Netzbetreiber, das Gegenteil zu beweisen. So ist die Effizienzbewertung und die *Debiting Rate* eines betrachteten Unternehmens unabhängig von der Effizienz der übrigen Unternehmen der Branche.

Jamasb und Pollitt führen folgende kritische Aspekte für das NPAM an³¹⁸:

- Die ex post Bewertung der Effizienz birgt ein höheres Konfliktpotenzial als eine ex ante Regulierung;
- Die jährliche Effizienzbewertung führt zu einer relativ hohen Unsicherheit und kann sich deshalb negativ auf die langfristige Entwicklung des Netzes auswirken;
- Das NPAM basiert auf einem *Grüne-Wiese-Ansatz* und lässt zum Beispiel versunkene Kosten aufgrund von Nachfragerückgängen außer Acht;

³¹⁵Vgl. Ebd. S. 37-38.

³¹⁶Vgl. Ebd., S. 46.

³¹⁷Vgl. Honkapuro et al. (2004), S. 9-11.

³¹⁸Vgl. Jamasb/ Pollitt (2007b), S. 5f.

- Die Bewertung der Anlagen ist nicht unkritisch.

Honkapuro et al. (2004) zeigen, dass es zudem problematisch ist, dass die als effizient anerkannte Erlöshöhe stark von der Kundendichte abhängt, die wiederum auf Grundlage der Modellparameter berechnet wird. Dies führt dazu, dass die Erlöse zum Teil sehr sensitiv auf Änderungen einzelner Parameter reagieren, weshalb die Robustheit des Modells in Frage gestellt werden kann³¹⁹.

Tatsächlich klagten 2007 viele schwedische Netzbetreiber gegen die Bescheide des Regulierers EI, wie eine Pressemitteilung von Fortum verdeutlicht:

„The Swedish Energy Market Authority, Energimyndigheten, announced yesterday the decision concerning pricing at two electricity distribution areas of Fortum in 2003. According to the decision Fortum would have to return about MSEK 250³²⁰ of the collected distribution charges. The authority has previously published respective decisions for 13 other distribution companies. Fortum will appeal against the decision to the County Administrative Court, because the theoretical grid model the authority applied as its basis does not correspond to the actual circumstances. All the other distribution companies that got the decision have also appealed. The decisions will not be efficient until the appeal processes have been finished.“

Auch die Autorin hält die ex post Beurteilung der Effizienz für problematisch. Zurzeit steht die Regulierung in Schweden auf dem Prüfstand und soll 2012 reformiert werden³²¹. Aller Wahrscheinlichkeit nach wird eine ex ante Erlösobergrenzenregulierung implementiert werden.

14.5. Finnland

Die Regulierung in Finnland kann als Hybrid zwischen Erlösobergrenzenregulierung und RoR-Regulierung verstanden werden. Im Gegensatz zu Großbritannien wird allerdings kein *Sliding-Scale Mechanismus* eingesetzt, um Anreize für effiziente Investitionen zu setzen. Satt dessen gehen sowohl die Kapitalkosten als auch die Versorgungsqualität in das Benchmarking ein.

³¹⁹Vgl. Honkapuro et al. (2004), S. 33.

³²⁰Ca. 25 Mio. Euro.

³²¹Vgl. Jamasb/ Söderberg (2009), S. 3.

14.5.1. Systementwicklung

Nach der Liberalisierung des finnischen Elektrizitätsmarktes im Jahre 1995 wurden die Elektrizitätspreise bis 2004 fallweise geprüft und reguliert. Anlass dafür gaben i.d.R. Beschwerden der Kunden³²². Im Jahr 2005 wurden wichtige Änderungen vollzogen, um dem zweiten Europäischen Binnenmarktpaket gerecht zu werden. Dazu gehörte die Einführung von dreijährigen Regulierungsperioden mit Elementen einer ex ante Regulierung.

Die Kapitalkosten unterlagen zwar weiterhin einer RoR-Regulierung, allerdings wurden die relevanten Kostenanteile stärker standardisiert. So musste sich die Abschreibungsdauer in festgelegten Grenzen bewegen und es wurden Standardkosten und angemessene (regulatorische) Kapitalrenditen angesetzt. Für die beeinflussbaren Betriebskosten wurden Erlösobergrenzen festgelegt. Hier verzichtete die Regulierungsbehörde zunächst auf die Einführung individueller Effizienzfaktoren, berechnete jedoch anhand des Malmquist-Indexes einen generellen Effizienzfaktor. Dieser betrug 2,2 % und bezogen auf die beeinflussbaren Betriebskosten 1,3 %. Erweiterungen der Versorgungsaufgabe gingen über einen Erweiterungsfaktor ein. Die Versorgungsqualität hatte in der Regulierungsperiode von 2005 bis 2007 praktisch keinen Einfluss auf die Erlösvorgaben.

14.5.2. Status Quo

Eine wesentliche Neuerung innerhalb der aktuellen Regulierungsperiode von 2008 bis 2011 betrifft das Benchmarking. Zum einen wurden individuelle Effizienzvorgaben eingeführt, die sich wie die generelle Effizienzvorgabe jedoch nur auf die beeinflussbaren Betriebskosten beziehen. Um Anreize für effiziente Investitionen zu setzen, beeinflussen die Kapitalkosten aber als Inputparameter das Ergebnis des Effizienzvergleichs. Um die Robustheit der Ergebnisse zu erhöhen, wurde eine zusätzliche SFA eingeführt und die Effizienzvorgaben wurden als Mittelwert der Ergebnisse beider Analysen berechnet. Damit Unternehmen aufgrund von Datenfehlern keine unzumutbar hohen Vorgaben erhalten, müssen nur 84 % der geschätzten Ineffizienzen abgebaut werden. Zudem wird die Vorgabe entsprechend des Betriebskosten-Kapitalkostenverhältnisses so korrigiert, dass sie sich nur auf die Betriebskosten bezieht. Bezeichnet IER die abzubauenen Ineffizienzen, ES den geschätzten Effizienzwert als Mittelwert der DEA und der SFA, $OPEX$ die Betriebskosten und $CAPEX$ die Kapitalkosten, können die Ineffizienzen mit Formel 14.12 berechnet werden³²³.

$$IER = (1 - ES) \cdot 0,84 \frac{OPEX}{CAPEX} \quad (14.12)$$

³²²Vgl. Honkapuro (2008), S. 95f.

³²³Vgl. Ebd., S. 153ff.

Da alle Unternehmen innerhalb von acht Jahren (zwei Regulierungsperioden) ihre Ineffizienzen abbauen müssen, folgt die jährliche Vorgabe X_{ind} aus Formel 14.13³²⁴.

$$X_{ind} = 1 - \sqrt[8]{1 - IER} \quad (14.13)$$

Die generelle Effizienzvorgabe ist in der zweiten Regulierungsperiode 2,06 %. Eine generelle Kritik am finnischen Regulierungssystem ist, dass die Kapitalkosten weiterhin einer RoR-Regulierung unterliegen und die Auswirkungen (ineffizient) hoher Kapitalkosten auf die Effizienzvorgabe schwer zu beziffern sind. Aus diesem Grund kann nicht ausgeschlossen werden, dass Anreize für ein ineffizient hohes Kapital-Arbeitsverhältnis bestehen.

14.5.3. Qualitätsregulierung

Die Versorgungsqualität ist in Finnland ein Outputparameter in Netzbetreiber-Benchmarking. Auf diese Weise sinken die als effizient anerkannten Kosten mit sinkender Versorgungsqualität und umgekehrt.

Darüber hinaus ist ein System der Qualitätsregulierung implementiert, das im Laufe einer Regulierungsperiode zu Pönalen und Bonifikationen für eine relativ geringe bzw. hohe Versorgungsqualität führt. Innerhalb dieses Systems dient für jedes Unternehmen die eigene Versorgungszuverlässigkeit von 2005 bis 2008 als Referenzwert. Weichen die tatsächlichen Werte von den Referenzwerten ab, wird die Hälfte dieser Differenz erlöswirksam. Die Kosten der Versorgungsunterbrechung richten sich nach den in Tabelle 14.5 gezeigten Anreizraten. Insgesamt ist der Einfluss der Qualitätsregulierung auf 10 % der zulässigen Erlöse limitiert³²⁵.

Unangekündigt	Angekündigt	High-Speed Auto-Reclose	Verzögerte Auto-Reclose
1,1 €/ kW ; 11,0 €/ kWh	0,5 €/ kW ; 6,8 €/ kWh	0,55 €/ kW	1,1 €/ kW

Tabelle 14.5.: Anreizraten in der finnischen Qualitätsregulierung

14.6. Spanien

Der spanische Elektrizitätsmarkt ist aus verschiedenen Gründen von Interesse. Zum einen gehört er zu den größten europäischen Märkten, zum anderen ist er einer der am stärksten

³²⁴Vgl. Ebd., S. 158.

³²⁵Vgl. Ebd., S. 159f.

konzentrierten Elektrizitätsmärkte in Europa, sowohl im Bereich der Erzeugung als auch im Verteilnetzbereich. Hier halten nur zwei Unternehmen einen Marktanteil von über 80 % und die größten drei Verteilnetzbetreiber decken ca. 98 % des Marktes ab. Zudem kann das Regulierungssystem in verschiedener Hinsicht als einzigartig bezeichnet werden.

14.6.1. Systementwicklung

Die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes in Spanien wurde 1994 mit dem Erlass eines neuen Energiewirtschaftsgesetzes (LOSEN) eingeleitet. Zwar wurde LOSEN niemals umgesetzt, jedoch führte das Gesetz 1997 zur Gründung der nationalen Regulierungsbehörde, die später in der Regulierungsbehörde CNE (*Commission for the National Electricity Sector*) aufging³²⁶. Im Jahre 1997 wurde gleichzeitig ein Reformgesetz verabschiedet, welches eine schrittweise Marktöffnung vorsieht.

Die spanische Regulierung unterscheidet sich wesentlich von der Praxis in anderen europäischen Ländern. CNE unterteilt die Kunden je nach Spannungsebene in sechs Gruppen und weist jeder Gruppe einen einheitlichen Tarif zu. Die Netzentgelte sind an den Regulierer zu entrichten, dieser verteilt die Erlöse an die Verteilnetzbetreiber³²⁷. Insofern ist kein direkter Bezug zwischen Kunden und Netzbetreibern vorhanden. Die Idee, Referenznetze als Regulierungsinstrument zu nutzen, wurde bereits im Jahr 1995 diskutiert. Das erste Referenznetzmodell, auch BLUNES-Modell genannt, wurde von UNESA entwickelt und von Arthur Anderson validiert³²⁸. In den Jahren 2004 und 2005 entwickelte das *Instituto de Investigación Tecnológica* (IIT) ein auf dem so genannten Peco Modell, benannt nach seinem Entwickler Jesús Pascal Peco González, basierendes Referenznetz³²⁹. Das IIT-Modell wird aktuell für die Regulierung der Verteilnetze in Spanien genutzt. Ein wesentlicher Unterschied zum BLUNES-Modell ist, dass die Versorgungsqualität explizit einbezogen werden kann³³⁰.

Allerdings diente bis zur Reform im Jahr 2008 das Referenznetz nicht dazu, die absolute Höhe der zulässigen Erlöse festzulegen. Die Gesamterlöse der Branche wurden stattdessen zwischen Staat und Unternehmen in Verhandlungen festgelegt. Die relativen Kostenunterschiede, die durch die Referenznetze generiert wurden, dienten erst anschließend als Grundlage für die Aufteilung der Gesamterlöse³³¹.

³²⁶Vgl. Arocena/ Kühn/ Regibeau (1998), S. 387-399.

³²⁷Vgl. Solver (2005), S. 71.

³²⁸Vgl. Agrell/ Bogetoft (2003), S. 22.

³²⁹Vgl. www.iit.upcomillas.es

³³⁰Vgl. Ajodhia/ Olmos/ Hakront (2005).

³³¹Vgl. Agrell/ Bogetoft (2003), S. 36f.

14.6.2. Status Quo

Mit der Reform der Regulierung 2008 führte CNE eine individuelle Erlösobergrenzenregulierung ein. Grundlage für die Ermittlung der als sachgerecht angesehenen Netzentgelte waren seit diesem Zeitpunkt nicht mehr Verhandlungen, sondern die Ergebnisse der Referenznetzanalyse. Mit dem IIT-Modell werden neben den effizienten Kosten Referenzwerte für die Versorgungsqualität und für die Netzverluste ermittelt³³². Dieses Referenznetzverfahren zeichnet sich durch einen hohen Detaillierungsgrad aus³³³. Zudem wird für jedes Unternehmen ein individuelles Referenznetz (*red de referencia*) entwickelt³³⁴. Die Wahl der Netzstruktur richtet sich nach der Art des Versorgungsgebietes, unterschieden wird zwischen städtischen, halbstädtischen, und ländlichen Gebieten mit stark gestreuter und lokal konzentrierter Siedlungsstruktur³³⁵. Dieses System wurde um einen zweiten Ansatz erweitert, der die Kostenwirkung von Outputveränderungen (veränderte Nachfrage) abbildet. Somit sind Erweiterungsinvestitionen integriert³³⁶.

14.6.3. Das Peco-Modell

Das Peco- oder IIT-Modell ist, verglichen mit dem schwedischen NPAM, relativ detailliert. Zusätzlich zu den vom NPAM erfassten Faktoren werden unter anderem geographische Barrieren und die Spitzenlast integriert. Des Weiteren können Koordinaten von Transformatoren und Umspannwerken bei der Herleitung des Referenznetzes berücksichtigt werden. Zu den wichtigsten Eigenschaften des Peco-Modells zählen:

- die Möglichkeit, Koordinaten von Kunden, Transformatoren, Umspannwerken und Leitungen einzubinden;
- die automatische Erfassung von Siedlungen und Straßenkarten;
- die Erfassung "verbotener Zonen";
- die simultane Optimierung städtischer und ländlicher Netze unter Berücksichtigung externer Faktoren;
- Netzkomponenten können kundenspezifisch angepasst werden;
- die aktuelle und erwartete Nachfrage wird bei der Simulation einbezogen;

³³²Vgl. REAL Decreto 222/2008.

³³³Vgl. Grifell-Tatjé/ Lovell (2003), S. 120.

³³⁴Vgl. Ajodhia (2005), S. 137.

³³⁵Vgl. Anexo I del Real Decreto 222/2008.

³³⁶Vgl. Gómez (2007), S. 22f.

- bei dem Aspekt der Versorgungsqualität werden reale Prozesse berücksichtigt, das heißt die Lokalisierung und Behebung des Fehlers und die Wiederherstellung des Betriebs;
- eine Simulation des ENS-Wertes ist möglich³³⁷.

Das Peco-Modell umfasst drei Modi und kann somit verschiedene Fragestellungen abbilden. Der erste Modus basiert auf einem *Grüne-Wiese-Ansatz*, ein zweiter Modus berücksichtigt die aktuelle Struktur der Netze (insbesondere die Koordinaten von Umspannstationen und Transformatoren) und kann als Planungsinstrument genutzt werden. Der Optimierungsmodus generiert dann die optimalen Anlagendimensionen, sowie bestmögliche erreichbare Werte für Verluste und Versorgungsqualität³³⁸.

14.6.4. Qualitätsregulierung

Mit der Reform im Jahr 2008 wurde eine Qualitätsregulierung eingeführt³³⁹ mit dem Ziel, die Versorgungsqualität zu erhöhen. Im europäischen Vergleich wies Spanien 2004 mit einem SAIDI-Wert von 145 Minuten im Jahr ein unterdurchschnittliches Qualitätsniveau auf³⁴⁰.

Die Qualitätsregulierung basiert auf SAIDI (TIEPI) und SAIFI (NIEPI)³⁴¹. Die Festlegung des Referenzwertes richtet sich nach der gleichen Kategorisierung des Versorgungsgebiets, die der Referenznetzanalyse zu Grunde liegt.

Die Qualitätsregulierung hat zwei Komponenten:

- eine systembezogene Regulierung und
- eine kundenorientierte Regulierung.

Für die systembezogene Regulierung hat CNE für jede Gebietsklasse Zielwerte für SAIFI und SAIDI definiert, zudem ist für SAIDI ein Zielwert (80 %-Grenze) für die jeweils aggregierten Gesamtgebiete definiert (Vgl. Tabelle 14.6)³⁴². Niederspannungskunden sind von der Systemregulierung ausgenommen³⁴³. Weist ein Netzbetreiber in einer Gebietskategorie eine um 30 % schlechtere Versorgungsqualität gegenüber dem Zielwert auf, kann er grundsätzlich

³³⁷Vgl. Solver (2005), S. 71-74.

³³⁸Vgl. Ebd.

³³⁹Vgl. Art. 8 Abs. 2 und Anexo I del Real Decreto 222/2008.

³⁴⁰Vgl. CEER (2005), S. 20-24.

³⁴¹Vgl. Ebd., S. 37-38.

³⁴²SAIDI berechnet sich in diesem Fall auf Basis der Nichtverfügbarkeit [h/a] und SAIFI auf Basis der Fehlerrate und der durchschnittlichen Nachfrage [kW] im betroffenen Netzpunkt.

³⁴³Vgl. Solver (2005), S. 74.

keinen Bonus erhalten. So können besonders schlechte Kennwerte nicht durch bessere Kennwerte in anderen Gebieten kompensiert werden³⁴⁴. Geplante Versorgungsunterbrechungen gehen in die Qualitätsregulierung ein, werden jedoch separat bewertet³⁴⁵.

	Städtisch	Halbstädtisch	Ländlich/ dicht besiedelt	Ländlich/ dünn besiedelt
SAIDI	2	4	6	8
SAIDI (80 %)	3	6	12	18
SAIFI	4	6	10	15

Tabelle 14.6.: Anreizraten in der spanischen Qualitätsregulierung (Euro/ kWh)

Wenn ein Verteilnetzbetreiber einen der Zielwerte nicht erreichen kann, muss er einen Qualitätsverbesserungsplan vorlegen. Die Finanzierung erfolgt über eine Erhöhung der Netzentgelte. Im Jahre 2005 wurde in Spanien ein Budget von insgesamt 80 Millionen Euro für solche Pläne bereitgestellt³⁴⁶. Wenn die Pläne nicht oder verspätet umgesetzt werden, kann CNE Strafen in Höhe von bis zur Hälfte des beantragten Volumens für den Qualitätsverbesserungsplan erheben.

Die kundenorientierte Regulierung basiert ebenfalls auf Zielgrößen (siehe Tabelle 14.7). In diesem Fall richten sich die Kenngrößen Ausfalldauer und Häufigkeit je Jahr an die einzelnen Kunden. Insofern ein Kunde längere oder häufigere Versorgungsunterbrechungen erlebt, wie von der Regulierungsbehörde festgelegt, muss der Netzbetreiber den betreffenden Konsumenten direkt entschädigen. Die Pönale berechnet sich anhand der geschätzten nicht gelieferten Energie (ENS) bewertet mit dem Fünffachen des Strompreises³⁴⁷.

	Städtisch	Halbstädtisch	Ländlich/ dicht besiedelt	Ländlich/ dünn besiedelt
NS, SAFI	12	15	18	24
NS, CAIDI	6	10	15	20
MS, SAIFI	8	12	15	20
MS, CAIDI	4	8	12	16

Tabelle 14.7.: Anreizraten in der spanischen kundenorientierten Qualitätsregulierung (Euro/ kWh)

14.7. Österreich

Die Anreizregulierung des Verteilnetzbereichs in Österreich weist einige Parallelen zur deutschen Regulierungspraxis auf, begann allerdings drei Jahre vorher. Deshalb steht hier vor

³⁴⁴Vgl. Anexo I del Real Decreto 222/2008.

³⁴⁵Vgl. CEER (2005), S. 42.

³⁴⁶Vgl. Ebd., S. 41.

³⁴⁷Vgl. Solver (2005), S. 77.

allem die Frage im Vordergrund, welche neuen Entwicklungen sich mit der Regulierungsperiode ab 2010 abzeichnen.

14.7.1. Systementwicklung

Die Liberalisierung des Energiemarktes in Österreich wurde durch das *Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz* (EIWOG) in seiner novellierten Form und durch das Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitäts- und Erdgasbereich (*Energie-Regulierungsbehördengesetz*, ERBG) im Jahr 2000 angestoßen. Von 2003 bis 2005 wurden die inhaltlichen Fundamente einer Netzregulierung gelegt. Dabei fungierte die *Energie-Control-GmbH* (ECG), eine nicht gewinnorientierte, privatrechtliche Gesellschaft, deren Anteile zu 100 % dem Bund vorbehalten sind, als Regulierer. Zudem konstituierte sich im Juni 2001 die *E-Control-Kommission* (ECK) als weisungsfreie „Kollegialbehörde mit richterlichem Einschlag“³⁴⁸. Die erste Systemnutzungstarife-Verordnung wurde im Oktober 2003 verabschiedet. Anschließend fanden umfangreiche Kostenprüfungen statt, aufgrund derer die Tarife insgesamt um 5,2 % bis 35,8 % nach unten angepasst wurden. Parallel zu dieser Cost-Plus Regulierung entwickelte E-Control ein System der Anreizregulierung, welches am 1. Januar 2006 mit der Tarifverordnung SNT-VO 2006 in Kraft trat³⁴⁹.

14.7.2. Status Quo

Als Anreizregulierungssystem wählte der österreichische Regulierer eine Preisobergrenzenregulierung mit Regulierungsperioden von vierjähriger Dauer. Die Obergrenze O wird gemäß Formel 14.14 festgelegt, dabei bezeichnet $P_{i,t}$ die Preise P für die Tarifkomponente $i = 1, 2, \dots, n$ im Jahr t und $Q_{t-2,i}$ die korrespondierende Menge unter Berücksichtigung eines Zweijahresverzuges.

$$O = \sum_{i=1}^n P_{i,t} \cdot Q_{t-2,i} \quad (14.14)$$

Die Bestimmung der Obergrenze richtet sich wie in Deutschland in einem ersten Schritt nach den genehmigten Gesamtkosten. Hier hat E-Control im Zuge des Wechsels zur Anreizregulierung für die erste Regulierungsperiode den genehmigten WAAC angepasst: Er beträgt 6,04 % vor und 4,53 % nach Steuern. Diesem Wert liegt ein Eigenkapitalzinssatz von 7,45 % nach und 9,93 % vor Steuern, eine Eigenkapitalquote von 40 % und ein Fremdkapitalzins

³⁴⁸Vgl. Dieckmann/ Ziesing/ Leprich (2006), S. 59f.

³⁴⁹Vgl. Dieckmann/ Ziesing/ Leprich (2006), S. 60f. und E-Control (2006), S. 70.

von 3,45 % nach und 4,60 % vor Steuern bei einem verzinslichen Fremdkapitalanteil von 45 % und einem unverzinslichen Fremdkapitalanteil von 15 % zu Grunde³⁵⁰.

Die Anpassung der Obergrenze erfolgt anhand eines generellen und individuellen Effizienzfaktors korrigiert um die Geldentwertung. Der generelle Produktivitätsfaktor wurde in Österreich auf Basis eines internationalen Vergleichs auf 1,5 % gesetzt. Da auf eine vorab diskutierte Integration eines *Profit-Sharing Mechanismus* verzichtet wurde, erhöhte der Regulierer diesen Wert um 0,45 % und setzte die resultierenden 1,95 % mit dem zu realisierenden *Frontier Shift* gleich³⁵¹.

Die Geldentwertung wird nicht allein mit dem Verbraucherpreisindex ermittelt. Satt dessen berechnet E-Control einen netzbetreiberspezifischen Index (NPI), der sich zu 40 % aus dem österreichischen Tariflohnindex, zu 30 % aus dem Baupreisindex und zu 30 % aus dem Verbraucherpreisindex zusammensetzt³⁵². Für den individuellen Effizienzfaktor legte die Behörde eine relativ hohe Grenze in Höhe von 3,5 % je Jahr fest³⁵³. Die ermittelten Ineffizienzen sind innerhalb von acht Jahren abzubauen. Unter Berücksichtigung des *Frontier Shift* folgt ein minimaler Effizienzwert von 74,76 %³⁵⁴.

Die individuellen Effizienzwerte werden als gewichteter Mittelwert einer DEA (60 %) und einer MOLS (40 %) ermittelt, da aufgrund der Stichprobengröße in Österreich die Durchführung einer SFA nicht möglich war. Zu erwähnen ist, dass das Benchmarking aufgrund konzeptioneller Gründe nicht im gewünschten Umfang durchzuführen war. Von den 134 Netzbetreibern konnten nur 20 Unternehmen berücksichtigt werden³⁵⁵. Da kein großes Unternehmen entfernt wurde, maß E-Control den Ergebnissen jedoch eine ausreichende Aussagekraft zu, die kleineren Netzbetreiber sollten sich mit ihren Netzentgelten einfach an den Großen in ihrer Region orientieren³⁵⁶. In Folge der kleineren Stichprobengröße traten jedoch Verzerrungen aufgrund von Alleinstellungsmerkmalen auf, weshalb E-Control eine zweite DEA-Variante mit anderen Output-Variablen integrierte und die Ergebnisse entsprechend gewichtete (40 % DEA-Variante 1, 20 % DEA-Variante 2). Die durchschnittliche Effizienz der Stichprobe betrug 88,67 %³⁵⁷.

Schließlich wird die Obergrenze bei Mengenänderungen angepasst³⁵⁸, diese werden relativ

³⁵⁰Vgl. E-Control (2006), S. 17.

³⁵¹Vgl. Ebd., S. 27 -30.

³⁵²Vgl. Ebd.

³⁵³Vgl. Ebd., S. 18.

³⁵⁴Vgl. Ebd., S. 63.

³⁵⁵Vgl. Ebd., S. 33 - 59

³⁵⁶Vgl. Dieckmann/ Ziesing/ Leprich (2006), S. 62.

³⁵⁷Vgl. E-Control (2006), S. 33 - 59.

³⁵⁸Bis 2010.

zum Basisjahr erfasst. Die Justierung der Obergrenze erfolgt gemäß eines Kosten-Mengen-Faktors, dessen Höhe nach Einschätzung des österreichischen Regulierers 0,5 ist.

Zusammenfassend kann das Regulierungssystem mit der Formel 14.15 formal dargestellt werden. K bezeichnet die Kosten des Netzbetreibers, KA den Kostenanpassungsfaktor (zusammengesetzt aus individuellem und generellem Effizienzfaktor), ΔNPI die Veränderung des Netzbetreiberindexes und ΔM die gewichtete Mengenänderung. Die vorgelagerten Netzkosten vNK werden vor die Klammer gezogen³⁵⁹.

$$K_{t-1} \cdot [(1 - KA) \cdot (1 + \Delta NPI)] \cdot (1 + K \cdot \Delta M) + vNK_{t-2} = \sum_{i=1}^n P_{t,i} \cdot Q_{t-2,i} \quad (14.15)$$

Aufgrund des steigenden Investitionsbedarfs, nach Angaben der Branche sieht die Elektrizitätswirtschaft bis 2020 einen Investitionsbedarf von rund 20 Mrd. Euro bei den Netzen, haben sich Regulierer und Branche auf stärkere Investitionsanreize für die zweite Regulierungsperiode verständigt. Investitionen, die über die Abschreibungen hinausgehen, sollen im Lauf der Regulierungsperiode finanziell abgegolten werden. Zusätzlich wurde die Gesamtkapitalverzinsung auf 7,025 % angehoben³⁶⁰.

Bezüglich der erforderlichen Investitionen stellte E-Control fest, dass der Kosten-Mengen-Faktor die tatsächliche Kostenentwicklung aufgrund von erforderlichen Netzinvestitionen nur teilweise abdeckt. Aus diesem Grund ersetze der Regulierer ihn ab 2010 durch einen Investitions- und einen Betriebskostenfaktor. Die Anpassung für getätigte Investitionen setzt sich aus dem Zugang bzw. der Verringerung der Buchwerte aus dem Jahr t-2 zusätzlich eines Mark-Ups in Höhe von 1,05 % der Buchwertzugänge aus t-2 zusammen. Ein negativer Investitionsfaktor wird nur dann erlöswirksam, wenn er 1,95 % der regulatorischen CAPEX übersteigt. Der Betriebskostenfaktor soll bei Netzerweiterungen Kostenänderungen in Abhängigkeit von den relevanten Kostentreibern abbilden, z.B. wird ein Betriebskostenzuschlag von 50 Euro für zusätzliche Zählpunkte anerkannt³⁶¹.

³⁵⁹Vgl. Ebd., S. 63 - 73.

³⁶⁰Vgl. VEÖ und E-Control (2009).

³⁶¹Vgl. Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2010, S. 33f.

15. Bewertung und Gegenüberstellung der Konzepte

In diesem Kapitel werden die vorgestellten Regulierungskonzepte auf Grundlage der theoretischen Ausführungen in Teil 1 und 2 bewertet. Tabelle 15.1 fasst wichtige Eigenschaften der betrachteten Systeme noch einmal zusammen. Die Evaluierung fokussiert sich dabei auf die mögliche Wirkung der Regulierungssysteme auf Kapitalkosten und Investitionen. Betrachtet werden folgende Teilaspekte:

- Wirkung eines Zeitverzugs auf die Erzielbarkeit der Kapitalverzinsung;
- Auswirkungen des Effizienzvergleichs;
- Wirkung sonstiger Mechanismen der Kapitalkostenregulierung;
- Planungssicherheit.

Auf dieser Grundlage werden Annahmen getroffen, wie sich die Versorgungsqualität wahrscheinlich in kurzer und in langer Frist entwickeln wird. Darüber hinaus werden sonstige mögliche Fehlanreize aufgeführt. Abschließend werden die Punkte Verständlichkeit des Systems insgesamt sowie Aufwand für Regulierer und Unternehmen bewertet, bevor eine Gesamtübersicht das Kapitel abschließt. Die Einzelbewertungen sind in Tabelle 15.2 zusammengefasst.

Bewertung des deutschen Konzepts

Innerhalb des deutschen Konzepts werden die Erlöse entsprechend der getätigten Investitionen mit einem Zeitverzug von drei bis sieben Jahren angepasst. Dies führt zum einen zu einer drastischen Verminderung der erzielbaren Kapitalrendite und zum anderen zu kritischen Zeitpräferenzen bezüglich des Investitionszeitpunktes.

Da in Deutschland die individuelle Effizienz mittels eines Benchmarkings auf Gesamtkostenbasis geschätzt wird, treten zusätzliche Anreize für Unterinvestitionen auf, die im Zeitverlauf wahrscheinlich noch steigen werden. Die Höhe der als effizient erachteten Investitionen richtete sich demnach nicht nach dem tatsächlichen Investitionsbedarf der Unternehmen, der vor allem durch die individuellen Investitionszyklen bestimmt wird. Statt dessen gründet sich die Ermittlung auf historischen Werten und ist nicht zukunftsorientiert, was bei einem steigenden Investitionsbedarf oder auch bei sich ändernden Anforderungen an die eingesetzten Technologien problematisch ist. Die Bestimmung des sektoralen Produktivitätsfortschritts erfolgte für die erste und zweite Regulierungsperiode anhand internationaler Vergleichswerte, bezüglich einer Berechnung relevanter Indizes sei auf die Bewertung des niederländischen Systems verwiesen.

Weitere Mechanismen der Kapitalkostenregulierung in Deutschland sind der pauschalisierte Investitionszuschlag (PIZ) für Ersatzinvestitionen, der Erweiterungsfaktor für Erweiterungsinvestitionen und die Investitionsbudgets. Für die hier analysierten Ersatzinvestitionen ist der erste dieser Mechanismen von Bedeutung, der allerdings mit einem Prozent der Kapitalkostenannuitäten für fünf Jahre ein nur geringes Volumen abdeckt und außerdem nur für die erste Periode vorgesehen ist. Deshalb muss angenommen werden, dass der PIZ die durch die verminderten Renditen entstehenden Fehlanreize nur unzureichend ausgleicht. Dies gilt vor allem, wenn der Investitionsbedarf steigt.

Bezüglich der Planungssicherheit bleibt abzuwarten, inwieweit sich die Regulierung zeitlich konsistent entwickeln wird. Allerdings besteht hier bereits heute eine Einschränkung aufgrund der Verständlichkeit des Systems. Ursächlich ist eine relativ geringe Datentransparenz, so dass die Ergebnisse des Benchmarkings nur mit relativ hohem Aufwand und auch nur näherungsweise nachvollzogen werden können. Unter diesen Bedingungen kann die Wirkung von Maßnahmen nur schwerlich abgeschätzt werden.

Da bisher keine Qualitätsregulierung implementiert wurde, von der Regulierung explizit Kostensenkungsanreize ausgehen und aufgrund der genannten Investitionshemmnisse ist aus Sicht der Autorin sowohl kurz- als auch langfristig ein negativer Trend bei der Versorgungsqualität zu erwarten. Wenn eine Qualitätsregulierung eingeführt wird, kann es Anreize geben, durch schnell wirksame Maßnahmen die Qualität kurzfristig zu erhöhen. Allerdings

ist es wahrscheinlich, dass es wegen der Investitionshemmnisse mittel- bis langfristig trotzdem zu einem Absinken der Qualität kommen wird.

Sonstige Fehlanreize betreffend, können in Deutschland mindestens drei Punkte angeführt werden. Erstens werden die gesamten Kapitalkosten als (vorübergehend) beeinflussbar eingestuft, eine tatsächliche Beeinflussbarkeit ist jedoch nur für die laufenden Investitionen gegeben. Deshalb ist es erforderlich, einen Teil der geschätzten Kapitalkostenineffizienzen durch einen Abbau der Betriebskosten zu kompensieren, damit die Kosten die Erlösobergrenze nicht überschreiten. Zweitens werden Betriebskosten, die als dauerhaft nicht beeinflussbar eingestuft sind, mit einem Verzug von zwei Jahren angepasst. Ausgenommen hiervon sind die Kosten vorgelagerter Netzebenen. Wenn die Kosten im Durchschnitt nicht konstant bleiben sondern tendenziell steigen oder fallen, entsteht ein Barwertnachteil – entweder für die Kunden oder für die Netzbetreiber. Drittens sieht das Regulierungssystem keine Anpassung vor, wenn sich die Höhe wesentlicher Kostenpositionen aufgrund exogener Faktoren signifikant und nachhaltig ändert. Eine solche Situation kann zeitweise zu drastischen, nicht gerechtfertigten Nachteilen für die Kunden oder für die Netzbetreiber führen, je nachdem ob die Kosten fallen oder steigen.

Bewertung des österreichischen Konzeptes

Die Evaluation für Österreich ist konform mit der Einschätzung des deutschen Konzeptes. Allerdings wurde die Problematik des Zeitverzuges angesichts signifikant steigender Investitionen von E-Control anerkannt und in 2010 ein zusätzlicher Investitionsanreiz implementiert.

Bewertung des Konzeptes in Großbritannien

Da in Großbritannien die Kapitalkosten über einen separaten Sliding-Scale Mechanismus reguliert werden, haben zeitliche Verzögerungen des Kapitalrückflusses hier keinen wesentlichen Einfluss. Zudem sind die Kapitalkosten nicht Bestandteil des Effizienzvergleichs.

So lässt die Regulierung in Großbritannien, die auch eine Qualitätsregulierung enthält, effiziente Investitionsanreize im Prinzip zu. Folgende Punkte sind dabei besonders wichtig:

- Die Referenzwerte (Schätzungen des Regulierers) dürfen nicht zu stark vom tatsächlichen Bedarf abweichen;
- das Menü an Verträgen muss effizient gestaltet werden;

- die genehmigten Renditen müssen angemessen sein und
- die Planungssicherheit muss hinreichend groß sein.

Weiterhin sollte die Möglichkeit bestehen, Anpassungen aufgrund nicht vorhersehbarer Ereignisse durchzuführen. In diesem Zusammenhang fallen statistische Ausreißer umso stärker ins Gewicht, je kleiner die betrachteten Unternehmen sind. Bis auf die nachträglichen Erlösabschöpfungen zu Beginn der Anreizregulierung in Großbritannien vor knapp 20 Jahren, hat sich das System zeitlich als relativ konsistent erwiesen. Allerdings wurde es zunehmend komplexer und basiert auf vielen individuellen Verträgen, was möglicherweise die Verständlichkeit beeinträchtigt. Insgesamt kann jedoch angenommen werden, dass die Versorgungsqualität sowohl kurz- als auch langfristig zumindest konstant bleiben oder sogar steigen wird.

Mit Blick auf sonstige Fehlanreize ist der wichtigste Kritikpunkt aus Sicht der Autorin das reine OPEX-Benchmarking, da zwischen Betriebs- und Kapitalkosten eine reale und eine buchhalterische Substitutionsbeziehung besteht. Somit erscheinen Netzbetreiber, die weniger investieren und statt dessen eine intensivere Instandhaltung betreiben und Unternehmen, die einen geringeren Anteil ihrer Anlagen aktivieren und einen größeren Anteil als Aufwand buchen, im Effizienzvergleich ineffizienter. Positiv hervorzuheben ist die Einrichtung des LCN, der explizit Anreize für Innovationen setzen soll.

Bewertung des niederländischen Konzeptes

In den Niederlanden sind wie in Deutschland verzerrte Investitionsanreize zu erwarten. Diese Annahme basiert unter anderem darauf, dass die Regulierung die geschätzten effizienten Erlöse am Ende der Erlösberggrenzenregulierung als Referenzniveau für die Yardstickregulierung fortschreibt. Dies ist zum einen problematisch, falls für einen Teil der Unternehmen eine Fehleinschätzung erfolgte. Zum anderen stellen sich ähnliche Probleme wie beim Benchmarking auf Gesamtkostenbasis. Wenn der Investitionsbedarf einzelner Unternehmen steigt, zum Beispiel wegen ihres Investitionszyklus⁴, werden die Zusatzkosten *ceteris paribus* nur anerkannt, wenn das durchschnittliche, vergleichbare Unternehmen seine Investitionen mindestens in gleichem Maße steigert. Darüber hinaus impliziert das Modell einen Zeitverzug zwischen Investition und Erlösanpassung von zwei Jahren, was die erzielbaren Renditen vermindert

Bewertung des norwegischen Konzeptes

Im Rahmen des norwegischen Modells können ebenfalls Anreize für Unterinvestitionen erwartet werden. In diesem Fall wird der Zeitverzug zwar effizient mit dem Justierungsparameter ausgeglichen, jedoch setzt die Ermittlung der Normkosten mittels einer DEA relativ starke Fehlanreize. Dies kann damit begründet werden, dass 60 % der zulässigen Erlöse von den Ergebnissen des Effizienzvergleichs abhängen, dessen Resultate starke Schwankungen verzeichnen. Somit besteht die Gefahr, dass Investitionen zu einem relativ hohen Anteil nicht erlösrelevant werden. Bestünde ein linearer Zusammenhang und ein Unternehmen investierte 10 % mehr als sein Vergleichsunternehmen, werden nur 4 % der zusätzlichen Investitionen erlöswirksam. Die Normkostenermittlung schränkt demnach auch die Planungssicherheit stark ein.

Weitere Kritikpunkte sind wie in Deutschland, dass die Höhe der effizienten Kapitalkosten nicht zukunftsgerichtet und bedarfsorientiert ermittelt wird. Weiterhin wird implizit unterstellt, dass die gesamten Kapitalkosten beeinflussbar sind, obwohl dies nur für laufende Investitionen zutrifft.

Bezüglich der Entwicklung der Versorgungsqualität kann der Trend aufgrund der Qualitätsregulierung kurz- und mittelfristig noch positiv sein. Die Investitionshemmnisse lassen langfristig jedoch einen negativen Trend erwarten.

Bewertung des finnischen Konzeptes

Im finnischen Modell greifen verschiedene Mechanismen ineinander und beeinflussen gemeinsam das Investitionsniveau. Da die Kapitalkosten einer separaten RoR-Regulierung unterliegen, spielt der Zeitverzug wie in Großbritannien keine wesentliche Rolle. Gleichzeitig besteht eine eher hohe Planungssicherheit. Was die Effizienzermittlung anbelangt, basiert das Benchmarking auf den Gesamtkosten der Unternehmen, die Effizienzvorgabe wird jedoch nur anteilig auf die Betriebskosten übertragen. So mindern verhältnismäßig hohe Kapitalkosten zwar den Effizienzwert, wirken sich aber nicht direkt auf die Höhe der genehmigten Kapitalkosten aus.

Deshalb sind aus Sicht der Autorin im finnischen System insgesamt tendenziell hohe Investitionen zu erwarten. Ursächlich ist die RoR-Regulierung der Kapitalkosten und der so genannte Averch-Johnson Effekt. Zwar mindern relativ hohe Kapitalkosten im Effizienzvergleich den Effizienzwert, allerdings ist die Versorgungsqualität gleichfalls Parameter des Benchmarkings. Zudem ist eine Qualitätsregulierung implementiert, so dass vermutet werden kann, dass die Anreize zugunsten von Investitionen überwiegen. Inwieweit die

resultierenden Investitionsanreize insgesamt effizient sind, ist aufgrund der komplexen Anreizstruktur schwer einzuschätzen.

Folglich besteht die Annahme, dass die Versorgungsqualität in Finnland tendenziell sowohl kurz- als auch langfristig steigen wird.

Bewertung des schwedischen Konzepts

Da das grundlegende Regulierungskonzept eine RoR-Regulierung ist und das NPAM die erforderlichen Kapitalkosten möglichst bedarfsgerecht und mit Blick auf eine angestrebte Versorgungsqualität ermittelt, sind eher keine Anreize für Unterinvestitionen zu erwarten. Außerdem gibt es eine Qualitätsregulierung, die auch kurz- und mittelfristig Anreize für eine Qualitätserhöhung setzt.

Unabhängig davon ist der Referenzmodellansatz mit einigen gravierenden Nachteilen verbunden. Sie sind erstens sehr aufwändig, erweisen sich zweitens in vielen Fällen als nicht robust, da geringe Parameteränderungen die Ergebnisse stark beeinflussen können und erfordern drittens ein ausgesprochen hohes Maß an Genauigkeit, wenn sie die Erlöse direkt beeinflussen, was praktisch kaum geleistet werden kann. Dabei sind die Ergebnisse eines *Grüne-Wiese-Ansatzes* generell nicht direkt anwendbar, da sie die Eigenschaft der Erreichbar- und Übertreffbarkeit nicht erfüllen. Die fehlende Robustheit wirkt sich wahrscheinlich negativ auf die Planungssicherheit aus. Des weiteren steht in Frage, wie gut die Netzbetreiber die Ergebnisse der Referenznetzanalyse nachvollziehen können.

Zusätzlich zu den genannten Punkten ist der Schätzalgorithmus, mit dem die effizienten Betriebskosten festgelegt werden, wichtig für die Bewertung. Da die vorliegende Arbeit sich auf die Punkte Investitionen und Versorgungsqualität konzentriert, kann hier allerdings keine entsprechende Einschätzung gegeben werden.

Bewertung des spanischen Konzepts

Die Ausführungen zum schwedischen Konzept lassen sich im Prinzip auf die Regulierung in Spanien übertragen. Da seit 2008 eine Erlösobergrenzenregulierung implementiert ist, wirken sich die mit Hilfe der Referenznetze bestimmten Erlöse jedoch direkt auf die Erlösvorgaben der Unternehmen aus. Daher sind die Anforderungen an die Genauigkeit der Modelle sehr hoch. Als zusätzliche Besonderheit ist die Qualitätsregulierung in Spanien explizit mit Investitionsanreizen verknüpft.

Land	Konzept	Länge RP	Effizienzbewertung	Kapitalkosten/ tionen	Ersatzinvesti- tionen	Qualitätsregulierung	Innovationsanreize
DE	Revenue-Cap	5 a	DEA/ SFA; auf Basis der Gesamtkosten, wirkt auf Gesamtkosten	Pauschalierter Zuschlag der Kapitalkosten-Annuitäten)	1 %	n.a.	n.a.
AT	Price-Cap	4 a	DEA/ COLS (für 20 DSOs); auf Basis der Gesamtkosten, wirkt auf Gesamtkosten	Investitionsfaktor		n.a.	n.a.
GB	Hybrid Price-Cap/ RoR	5 a	COLS; auf Basis der OPEX, wirkt auf OPEX	Sliding-Scale Mechanismus		Bonus-Malus System, direkte Kompensationen	RPZ; LCN, IFI
NL	Yardstick	3 a	generischer X-Faktor; auf Basis der Gesamtkosten, wirkt auf Gesamtkosten	n.a.		Bonus-Malus System	n.a.
NO	Yardstick	1 a	Normkosten, kalibrierte DEA; auf Basis der Gesamtkosten, wirkt auf Gesamtkosten	J-P-Faktor (heilt Zeitverzögerung)		Bonus-Malus System, direkte Kompensationen	n.a.
FI	Hybrid Revenue-Cap/ RoR	4 a	DEA/ SFA, auf Basis der Gesamtkosten, wirkt auf Betriebskosten	RoR-Regulierung		Bonus-Malus System, direkte Kompensationen, Qualität ist Parameter im Benchmarking	n.a.
SE	RoR mit NPAM	1 a	Referenznetz (NPAM), berechnet Gesamtkosten	RoR-Regulierung		Bonus-Malus System, direkte Kompensationen, Qualität im NPAM berücksichtigt	n.a.
ES	Revenue-Cap	variiert	Referenznetz (Peco-Modell), berechnet Gesamtkosten	Mit Qualitätsregulierung verknüpfte Investitionspläne		Bonus-Malus System, direkte Kompensationen, Qualität im Peco-Modell berücksichtigt	n.a.

Tabelle 15.1.: Merkmale der Regulierung in den ausgewählten Vergleichsländern (2)

	DE	AT	GB	NL	NO	FI	SE	ES
Zeiterzug Investitionen - Erlöse	stark	stark	schwach	mäßig	mäßig	schwach	schwach	?
Heilung Zeiterzug	geringfügig (PIZ)	teilweise	nicht relevant	nein	mäßig (JP-Faktor)	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Zeitpräferenzen	stark	?	gering	mäßig	keine	gering	gering	?
Bedarfsorientierung (Ersatz)	nein	?	ja (Sliding-Scale)	nein	nein	ja	ja	?
Auswirkung Effizienzvergleich	eher stark	eher stark	keine	eher stark	eher stark	mäßig	eher stark	eher stark
Kostensenkungsanreize CAPEX	eher stark	?	mäßig	eher stark	eher stark	gering	gering	teilweise
Planungssicherheit/ Verständlichkeit	mäßig	mäßig	eher gut	mäßig	eher gering	mäßig	eher gering	eher gering
kurzfristige Q.-Entwicklung	eher negativ	eher negativ	eher positiv	eher positiv	eher positiv	eher positiv	eher positiv	eher positiv
langfristige Q.-Entwicklung	negativ	?	positiv	eher negativ	negativ	positiv	eher positiv	eher positiv
Aufwand	mäßig	mäßig	eher hoch	eher gering	eher hoch	mäßig	eher hoch	eher hoch
Sonstiges			OPEX-Benchmarking: Fehlalarmzeit!			gef. Awerch-Johnson Effekt		

Tabelle 15.2.: Bewertung der Regulierung in den ausgewählten Vergleichsländern

16. Zusammenfassung Teil 3

Der dritte Teil der vorliegenden Dissertation beschreibt die Regulierungspraxis in ausgewählten Vergleichsländern. Auf dieser Grundlage werden eine erste Bewertung und eine Gegenüberstellung der Konzepte hinsichtlich ihrer Wirkung auf Investitionen und Versorgungsqualität durchgeführt.

Die Länderauswahl wird in Kapitel 12 begründet. Kriterien sind vor allem das Regulierungskonzept und die Länge der Regulierungserfahrung, dabei sollte auf ein möglichst breites Spektrum an Methoden und eine möglichst lange Regulierungserfahrung zurückgegriffen werden. Vor diesem Hintergrund fiel die Wahl auf folgende Länder:

1. Großbritannien;
2. Finnland;
3. die Niederlande;
4. Norwegen;
5. Schweden;
6. Spanien und
7. Österreich.

Kapitel 13 stellt das Konzept der Erlösobergrenzenregulierung für Deutschland im Detail vor. Ausgehend von der Regulierungsformel wird die Unterteilung in beeinflussbare, vorübergehend nicht beeinflussbare und dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten beschrieben. Weiterhin werden die Ermittlung des VPI, des generellen Produktivitätsfortschritts, des Erweiterungsfaktors und des (geplanten) Qualitätselements dargestellt. Abschließend wird auf die Rolle des Regulierungskontos und auf die Ermittlung der individuellen Effizienzvorgaben eingegangen.

In Kapitel 14 folgen Steckbriefe zu den ausgewählten Vergleichsländern. Diese reflektieren den Status Quo und — wenn erforderlich — die Systementwicklung. Hier ist bemerkenswert, dass der Regulierer in Großbritannien Investitionen und Innovationen eine zunehmende

Priorität beimisst. Kennzeichnend ist zum einen der Sliding-Scale Mechanismus für Investitionen, der eine bedarfsorientierte Kapitalkostenregulierung ermöglicht, ohne auf Effizienzreize zu verzichten, und zum anderen die in relativ großem Umfang aktuell stattfindende Einführung von Innovationsanreizen in Form eines "Low Carbon Network Funds".

Finnland verfolgt wie Großbritannien ein hybrides Regulierungskonzept und kombiniert eine Erlösberggrenzenregulierung mit einer RoR-Regulierung. Der finnische Regulierer erprobt jedoch ein anderes System, um Anreize für effiziente Kapitalkosten zu setzen: Das Benchmarking basiert auf den Gesamtkosten der Unternehmen, so dass verhältnismäßig hohe Kapitalkosten die Effizienzwerte schmälern. Anwendung finden die individuellen Effizienzvorgaben jedoch nur anteilig für die Betriebskosten, ein direkter Einfluss auf die genehmigten Kapitalkosten besteht nicht.

Die Niederlande und Norwegen können als Pioniere der Yardstick-Regulierung bezeichnet werden — zumindest für den Verteilnetzbereich in Europa. Allerdings verfolgen die beiden Staaten unterschiedliche Ansätze. Die Niederlande integrieren mittels eines so genannten generischen X-Faktors den sektoralen Produktivitätsfortschritt und verzichten auf ein Benchmarking. Demgegenüber ermittelt NVE mit einer DEA, deren Ergebnisse mit dem Ziel kalibriert werden, dass ein durchschnittliches Unternehmen durchschnittliche Renditen erhält, für alle Unternehmen Normkosten. Die zugestandenen Erlöse richten sich dann zu 60 % nach den Normkosten und zu 40 % nach den tatsächlichen Kosten. Hervorzuheben ist der Justierungsparameter, der 2007 implementiert wurde und den Zeitverzug bei Investitionen heilt.

Das Regulierungssystem in Österreich weist starke Analogien zum deutschen Konzept auf, allerdings wurde hier bereits im Jahr 2006 eine Preisberggrenzenregulierung implementiert. Aktuell hat E-Control das Konzept um einen Investitionsanreiz ergänzt, um dem steigenden Investitionsbedarf besser gerecht zu werden.

Spanien und Schweden schließlich zeichnen sich durch den Einsatz von Referenznetzen als Regulierungsinstrument aus. Dabei liegt dem spanischen Modell ein deutlich differenzierterer Ansatz zu Grund als dem schwedischen Modell. Insgesamt führt der Einsatz von Referenznetzen zu einem relativ hohen Aufwand, während die Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse sowie deren Robustheit eher kritisch sind.

Kapitel 15 stellt die Konzepte einander bewertend gegenüber. Ein besonderes Augenmerk wird den Anreizen für Investitionen und den möglichen Einflüssen auf die Versorgungsqualität in kurzer und in langer Frist geschenkt. Die Quintessenz des Vergleichs fasst Tabelle 15.2 zusammen.

Teil 2 und 3 bieten gemeinsam eine gute Basis für die Auswertung und Interpretation der internationalen Umfrage zur Anreizregulierung, die Gegenstand des folgenden Teils ist.

Teil IV.

Umfrage zur Anreizregulierung

In den vorhergehenden Teilen werden anhand theoretischer Modelle Hypothesen zur Wirkung von Regulierungssystemen auf Investitionsentscheidungen der Unternehmen sowie zur kurz- und langfristigen Entwicklung der Versorgungsqualität hergeleitet. Diese konnten mit einer Bewertung der Regulierungspraxis in ausgewählten Vergleichsländern für die betreffenden Länder spezifiziert werden. Die getroffenen Aussagen sind in Teil 4 empirisch zu untermauern, dabei sind folgende Aspekte im Zentrum der Analyse:

1. Wie stark wirken sich die Charakteristika der formalen Konzepte auf das Verhalten der Unternehmen aus?
2. Welchen Einfluss haben zeitliche Konsistenz und Verständlichkeit bzw. Transparenz?
3. Welche Schlussfolgerungen können allgemein für die kurz- und langfristige Entwicklung der Versorgungsqualität getroffen werden?
4. Wie sind die länderspezifischen Konzepte zu bewerten?

Kapitel 17 beschreibt die durchgeführte Umfrage und die Zusammensetzung der Stichprobe. Anschließend werden die Umfrageergebnisse einer allgemeinen Auswertung unterzogen. Dabei umfasst der erste Abschnitt von Kapitel 18 eine Bewertung der Regulierungspraxis, während im zweiten Abschnitt konkret der Einfluss auf Investitionen und Versorgungsqualität analysiert wird. Um das Bild zu ergänzen und die relative Stärke der Einflussfaktoren besser zu verstehen, schließt sich in Kapitel 19 eine Partial Least Squares Analyse (PLS) an. Zuerst wird ein theoretischer Überblick über die Methode gegeben und anschließend werden die Ergebnisse der Studie dargestellt. Kapitel 20 fasst alle Ergebnisse zusammen, so dass darauf aufbauend in Teil 5 Anforderungen an eine Entwicklung der Regulierung formuliert werden können.

17. Beschreibung der Umfrage und Zusammensetzung der Stichprobe

Von Juni bis Oktober 2008 wurden 528 Verteilnetzunternehmen aus neun europäischen Ländern eingeladen, an einer Online-Umfrage zur Anreizregulierung teilzunehmen. Die Umfrage umfasste 57 Fragen zu folgenden Themen:

1. Bewertung des Regulierungssystems;
2. Einfluss der Regulierung auf die Versorgungsqualität;
3. Einfluss der Regulierung auf die Kosten insgesamt;
4. Einfluss der Regulierung auf Investitionen, Instandhaltung, Asset-Management und Störungsmanagement;
5. Einfluss der Regulierung auf sonstige Aktivitäten;
6. Informationen zum Unternehmen.

Der komplette Fragebogen kann Anhang B entnommen werden. Insgesamt nahmen 90 Unternehmen an der Befragung teil, dabei variierte die Anzahl der Teilnehmer je nach Staat relativ stark³⁶²:

- 50 % der Antworten deckten Unternehmen aus Deutschland ab;
- 15,55 % waren aus Finnland;
- 11,1 % aus Norwegen;
- 9 % aus Schweden;
- 5,5 % aus Österreich;
- Dänemark und Spanien haben jeweils einen Anteil von 3,3 %;

³⁶²Für die Bewertung wurden auch die Metadaten ausgewertet und auf dieser Basis die Antworten von drei Unternehmen ausgeschlossen. Dies beruhte u.a. auf direkten Hinweisen der Unternehmen (wie: I think you have asked the wrong person).

- Großbritannien und die Niederlande sind mit jeweils 1,1 % vertreten.

Die jeweiligen Proportionen können unter anderem auf die Anzahl an Verteilnetzbetreibern in den betreffenden Staaten zurückgeführt werden.

Alle Antworten wurden in der allgemeinen Auswertung berücksichtigt. Zudem wurde aufgrund des hohen Anteils deutscher Unternehmen der Einfluss dieser auf die Gesamtergebnisse getestet. Da nur jeweils ein Unternehmen aus Großbritannien und den Niederlanden teilnahm, ist für diese beiden Länder keine individuelle Analyse möglich. In Dänemark ist die Teilnehmerzahl ebenfalls zu gering, so dass spezifische Aussagen irreführend wären. Demgegenüber fokussiert sich die Regulierung in Spanien auf die fünf größten Unternehmen des Landes, von diesen haben drei an der Umfrage teilgenommen, die etwa 80 % des Marktes abdecken. Deshalb wird diesen Ergebnissen eine nicht zu vernachlässigende Aussagekraft zugesprochen und es werden in gewissem Umfang individuelle Aussagen getroffen. Die Resultate für Schweden und für Österreich können ebenfalls mit Vorsicht interpretiert werden.

Aufgrund der höheren Teilnahme aus Norwegen, Finnland und Deutschland können für die drei Länder deutlich detailliertere Darstellungen gewählt werden. Diese Kombination ist insofern vorteilhaft, da drei wichtige Konzepte erfasst werden: Erstens eine Erlösberggrenzenregulierung, zweitens eine Yardstickregulierung und drittens ein hybrides System aus Erlösberggrenzen und RoR-Regulierung.

In Bezug auf die Unternehmensgröße, die mit der Kenngröße „Kundenzahl“ gemessen wurde, zeigt die Stichprobe einen guten Größen-Querschnitt:

- 50,5 % der teilnehmenden Unternehmen haben bis zu 100.000 Kunden;
- 31,3 % haben 100.000 bis 500.000 Kunden und
- 18,7 % haben mehr als 500.000 Kunden.

Die durchschnittliche Unternehmensgröße variierte in den teilnehmenden Ländern jedoch stark. So waren die Unternehmen - bezogen auf die Anzahl angeschlossener Kunden – in den nordischen Ländern eher klein. Damit die Gefahr von Fehlinterpretationen gemildert wird, wurde getestet, ob die Unternehmensgröße einen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse hat und dies wurde, wenn erforderlich, kenntlich gemacht.

Die Analyse der Umfrage gliedert sich folgend in drei Abschnitte. Zuerst wird eine allgemeine Übersicht über die Umfrageergebnisse gegeben. Dabei werden die spezifischen Resultate für Deutschland, Finnland und Norwegen den allgemeinen Befunden gegenübergestellt. Der

zweite Abschnitt umfasst eine Kausalanalyse, die das Ziel hat, Art und Stärke von Einflussfaktoren auf die Versorgungsqualität in kurzer und langer Frist zu identifizieren. Alle Ergebnisse werden abschließend im dritten Abschnitt zusammengefasst.

18. Übersicht über die Umfrageergebnisse

Die allgemeinen Ergebnisse der Erhebung werden in zwei Schritten präsentiert. Der erste umfasst die Bewertung der Regulierungspraxis kombiniert mit einer Interpretation vor dem Hintergrund der herrschenden Regulierung in den spezifischen Ländern. Anschließend steht der Einfluss der Regulierung auf Versorgungssicherheit und Investitionen im Fokus der Betrachtung. Da für diesen Punkt die Interdependenzen zwischen den einzelnen Faktoren wichtig sind, werden zuerst die Ergebnisse der statistischen Analysen dargestellt und eine zusammenfassende Interpretation wird angeschlossen.

18.1. Allgemeine Bewertung der Regulierungspraxis

Abbildung 18.1 zeigt, wie die befragten Unternehmen insgesamt die Bedeutung einer angemessenen Transparenz, Komplexität und vorhersehbaren Kapitalverzinsung bewerten. Die Bewertungsskala reicht dabei von -2 bis 2. Die Ziffer -2 zeigt an, dass der Punkt aus Sicht der Umfrageteilnehmer unbedeutend ist, -1 steht für „eher unbedeutend“, 0 für eine mittlere Bedeutung, 1 symbolisiert „eher wichtig“ und 2 steht für „wichtig“. Der dunkelgraue Balken stellt diesen Ergebnissen jeweils gegenüber, inwieweit die Eigenschaften als erfüllt betrachtet werden. Im Kontext des Erfüllungsgrades reicht die Einschätzung von „nicht erfüllt“ (-2) über „eher nicht erfüllt“ (-1) und „teilweise erfüllt“ (0) bis zu „eher erfüllt“ (1) bzw. „erfüllt“ (2).

Demnach wird einer vorhersehbaren Kapitalverzinsung (Planungssicherheit) die höchste Priorität beigemessen, eine hohe Transparenz ist ebenfalls sehr wichtig, während eine möglichst geringe Komplexität des Regulierungssystems als eher wichtig eingestuft wird. Während die Punkte „Vorhersehbarkeit der Kapitalverzinsung“ und „geringe Komplexität der Regeln“ eher als erfüllt betrachtet werden, tendieren die Unternehmen dazu, den Punkt „Transparenz“ als eher nicht erfüllt zu bezeichnen. Zusätzlich zu einer Einschätzung der aktuellen Situation wurden die befragten Unternehmen gebeten, den Trend innerhalb der letzten fünf Jahre zu beurteilen. Im Ergebnis attestierten sie im Durchschnitt, dass die Vorhersehbarkeit der Kapitalverzinsung in den letzten fünf Jahren etwa gleich geblieben ist, während die Transparenz eher abgenommen und die Komplexität eher zugenommen hat.

Stellt man die in Abbildung 18.2 illustrierten Ergebnisse für Deutschland, Finnland und Norwegen den aggregierten Werten gegenüber wird erkenntlich, dass die norwegischen Verteilnetzbetreiber die Vorhersehbarkeit der Kapitalverzinsung deutlich kritischer bewerten als der Durchschnitt aller befragten Länder (-1,33 Punkte auf einer Skala von -2 bis +2). Gleichzeitig sehen sie innerhalb der letzten fünf Jahre einen klaren negativen Trend. Diese Ergebnisse sind insoweit nicht überraschend, als das norwegische Regulierungssystem im Jahr 2007 von einer Erlösbergrenzen- auf eine Yardstickregulierung umgestellt wurde. Innerhalb des neuen Systems hängen 60 % der genehmigten Erlöse von den Ergebnissen einer DEA ab, mit welcher jährlich die Normkosten für alle Unternehmen geschätzt werden. Zu erwähnen ist, dass die Methode mit dem Wechsel des Systems umgestellt wurde und die Höhe der ermittelten Normkosten zum Teil erheblich von den Werten abwich, die aufgrund der historischen Effizienzschtzung zu erwarten gewesen wären. Auch im weiteren Verlauf der Yardstickregulierung konnten starke Schwankungen verzeichnet werden, was wahrscheinlich insgesamt zu einer negativen Bewertung geführt hat.

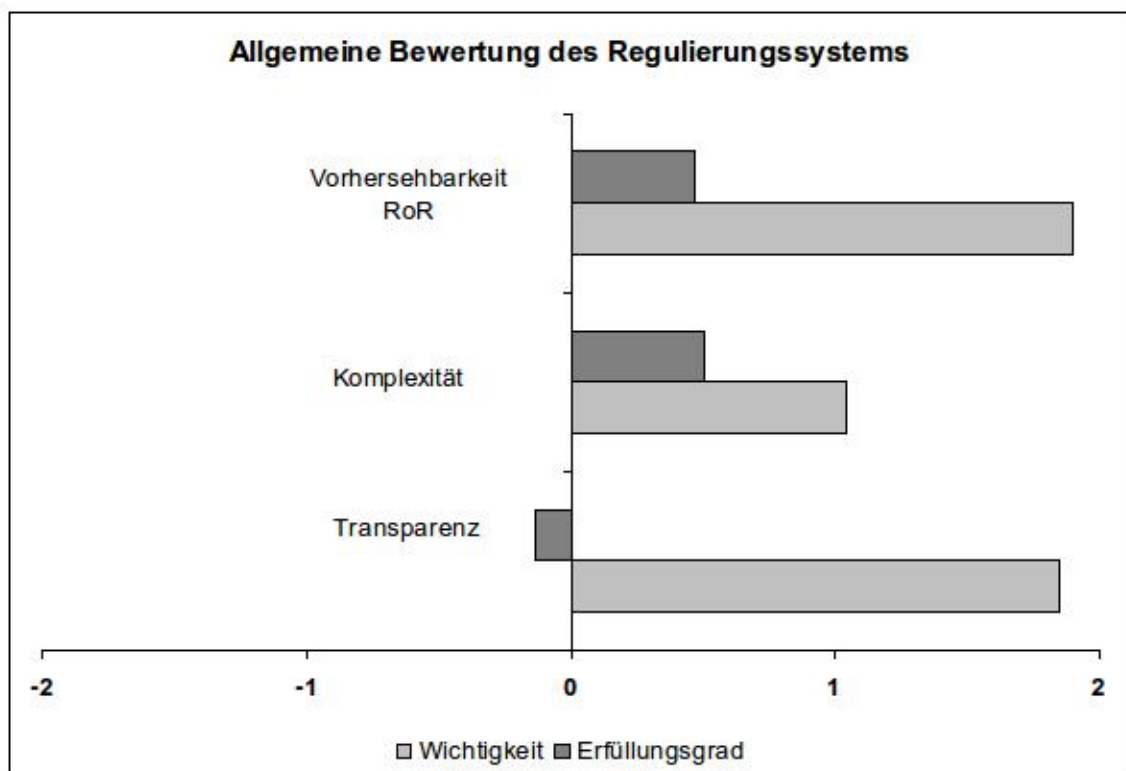


Abbildung 18.1.: Allgemeine Bewertung der Regulierungspraxis

Ganz anders stellt sich die Einschätzung der finnischen Unternehmen dar: Sie liegt mit 0,15 Punkten erkennbar über dem Durchschnitt. Es ist zu vermuten, dass das hybride Regulierungssystem und hier insbesondere die RoR-Regulierung der Kapitalkosten die Evaluation positiv beeinflusst hat.

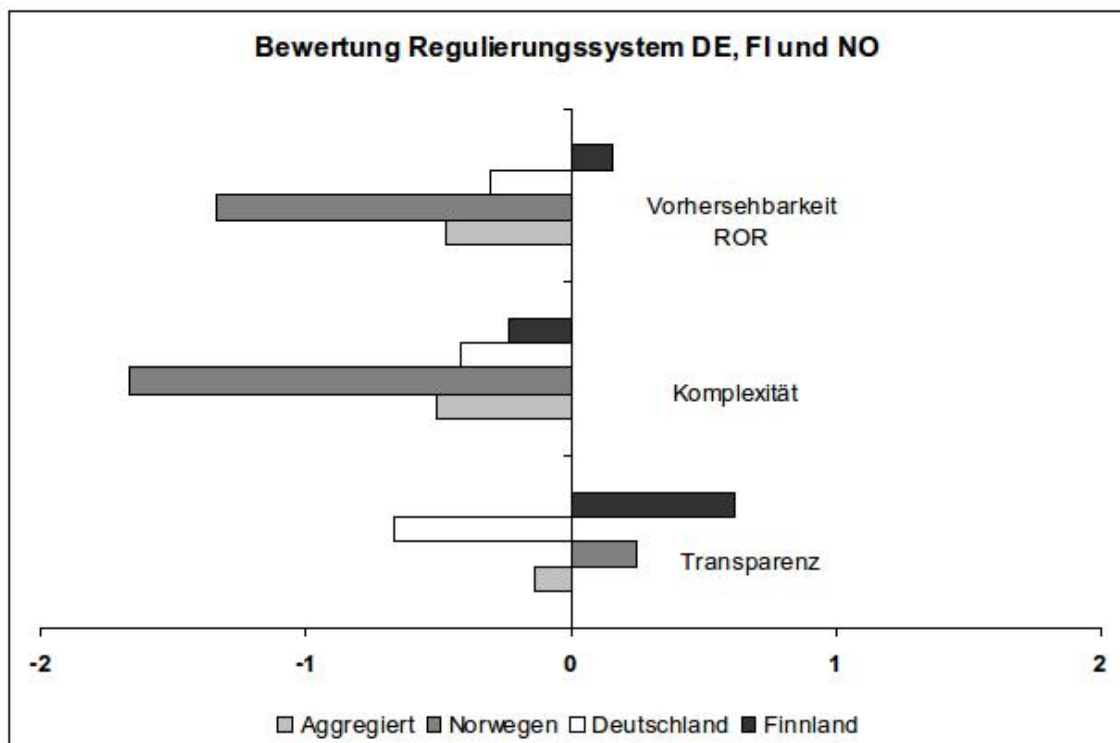


Abbildung 18.2.: Spezifische Bewertung der Regulierungspraxis

Die deutschen Verteilnetzbetreiber liegen mit ihrer Einschätzung der Planungssicherheit mit durchschnittlich -0,31 Punkten im internationalen Trend. Diese eher negative Bewertung kann für Deutschland zum einen damit erklärt werden, dass zum Zeitpunkt der Umfrage die Umstellung des Regulierungssystems von einer Cost-Plus zu einer Erlösobergrenzenregulierung bevorstand. Zwar war die Ausgestaltung des Regulierungskonzeptes zum Zeitpunkt der Befragung bekannt, allerdings war die Ausprägung einzelner Faktoren, z.B. der Effizienzvorgabe, noch unklar.

Bezüglich der Komplexität der regulatorischen Regeln attestieren die befragten Länder im Durchschnitt eine eher hohe Komplexität, hier ist die Einschätzung der Netzbetreiber aus Norwegen mit durchschnittlichen -1,67 Punkten wiederum deutlich negativer, während die deutschen Unternehmen mit -0,41 Punkten etwa im Trend liegen und die finnischen Unternehmen mit -0,23 Punkten ein etwas positiveres Urteil geben.

Ein anderes Bild zeigt sich bei der Beurteilung des Aspektes „Transparenz regulatorischer Entscheidungen“. Diesen Punkt beurteilen die Verteilnetzbetreiber in Deutschland mit -0,67 Punkten augenscheinlich schlechter als der Durchschnitt, während Finnland und Norwegen mit respektive 0,62 und 0,25 ein eher gutes Urteil geben. Diese Einschätzung spiegelt den Eindruck der Autorin wider, wonach in Norwegen und Finnland eine Fülle an Daten veröffentlicht werden, unter anderem die gesamten Inputdaten der Vergleichsanalysen.

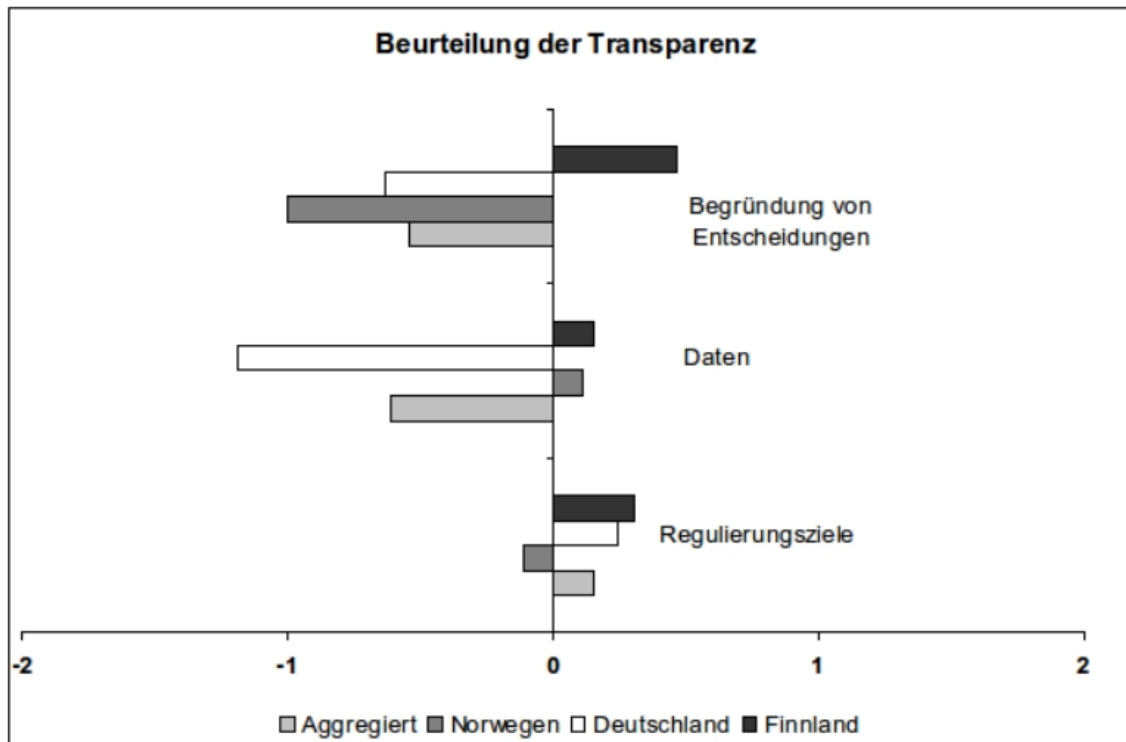


Abbildung 18.3.: Bewertung der Transparenz

Demgegenüber werden in Deutschland zum Beispiel nur die Effizienzwerte selbst bekannt gegeben.

In Bezug auf Spanien, Schweden und Österreich ist erwähnenswert, dass Schweden und Spanien die Komplexität des Systems und dessen Transparenz von allen befragten Ländern am kritischsten bewertet haben. Es ist wahrscheinlich, dass dies mit dem Einsatz der Referenznetze als Regulierungsinstrument zusammenhängt. Die Ergebnisse der Referenznetzanalysen sind für die Unternehmen eher schwer nachzuvollziehen, zudem wurden sie in Schweden mit großem zeitlichen Versatz publik gemacht.

Der Punkt Transparenz wurde anschließend, wie in Abbildung 18.3 dargestellt, aufgeschlüsselt in

1. die Transparenz der Regulierungsziele,
2. eine ausreichende Datenverfügbarkeit, um Entscheidungen der Regulierungsbehörde nachvollziehen zu können und
3. in nachvollziehbare Begründungen bei Entscheidungen der Behörden.

Finnland bewertet alle drei Aspekte auf einer Skala von -2 (schlecht) bis 2 (gut) mit 0,15 bis 0,46 Punkten eher positiv und deutlich besser als der internationale Durchschnitt. Diese

differenzierte Bewertung passt sehr gut zum Eindruck, den die Recherchen zur finnischen Regulierungspraxis insgesamt vermitteln: Änderungen werden ausführlich diskutiert und kommuniziert, verbunden mit einer hohen Datenverfügbarkeit.

Die norwegischen Unternehmen hingegen beurteilen die drei Punkte unterschiedlich: Die Begründungen von Entscheidungen des Regulierers können eher nicht nachvollzogen werden (-1,00), zudem tendieren die Verteilnetzbetreiber dazu, die Transparenz der Regulierungsziele mit -0,11 Punkten als eher schlecht einzustufen. Auf der anderen Seite wird die Datentransparenz mit 0,11 Punkten tendenziell eher positiv bewertet. Die Ergebnisse bestätigen die hohe Datenverfügbarkeit, die durch die Studien im Rahmen vorliegender Dissertation verifiziert werden kann. Gleichzeitig sprechen die negative Bewertung der Transparenz der Regulierungsziele und die schlechte Nachvollziehbarkeit von Entscheidungen der Behörde für eine eher geringe Akzeptanz der Regulierung insgesamt.

Das Bild in Deutschland ist konträr zum norwegischen: Hier wird die Transparenz der Regulierungsziele mit 0,24 Punkten eher positiv bewertet, während die Datentransparenz mit -1,20 Punkten negativ und deutlich schlechter als der internationale Durchschnitt befunden wird. Bezüglich der Begründung von Entscheidungen liegt Deutschland mit durchschnittlichen -0,63 Punkten im internationalen Trend. In anderen Worten können die befragten Unternehmen die Ziele des Regulierers gut einschätzen, es fehlen jedoch Informationen, um die Mittel und folglich die Ergebnisse von Einzelentscheidungen nachzuvollziehen.

Für alle Kategorien gaben die spanischen Unternehmen die schlechteste Bewertung ab, die schwedischen Verteilnetzbetreiber sehen die Begründungen von Entscheidungen der Regulierungsbehörde am zweitkritischsten, die Transparenz der Regulierungsziele jedoch tendenziell neutral. Die Bewertung der österreichischen Netzbetreiber ähnelt der Bewertung aus Deutschland.

Ein genaueres Hinterfragen der Punkte zeigt für den Aspekt der Planungssicherheit wie Abbildung 18.4 verdeutlicht, dass die Verteilnetzbetreiber das regulatorische Risiko mit -1,08 Punkten als eher hoch einschätzen, sie eher nicht daran glauben, dass das System in den nächsten zwei Regulierungsperioden stabil sein wird (-0,77) und sie eher nicht wissen, zu welchen Modifikationen es kommt (-1,27). Während die Einschätzung der finnischen Unternehmen mit respektive -0,92; -0,69 und -0,69 Punkte etwas besser ist als der internationale Durchschnitt, sind die Bewertungen der deutschen und norwegischen Unternehmen etwas schlechter. So liegt die durchschnittliche Bewertung aus Deutschland für das Regulierungsrisiko auf einer Skala von -2 bis +2 bei -1,20, die Bewertung der Stabilität in den nächsten fünf Jahren bei -1,00, während die Unsicherheit über mögliche Modifikationen mit -1,37 als eher hoch bis hoch bewertet wird. Für Norwegen waren es jeweils -1,22, -0,78 und -1,78 Punkte. Die spanischen Unternehmen schätzen das regulatorische Risiko allgemein als eher hoch ein, allerdings glauben sie, dass das System in den kommenden fünf Jahren eher stabil

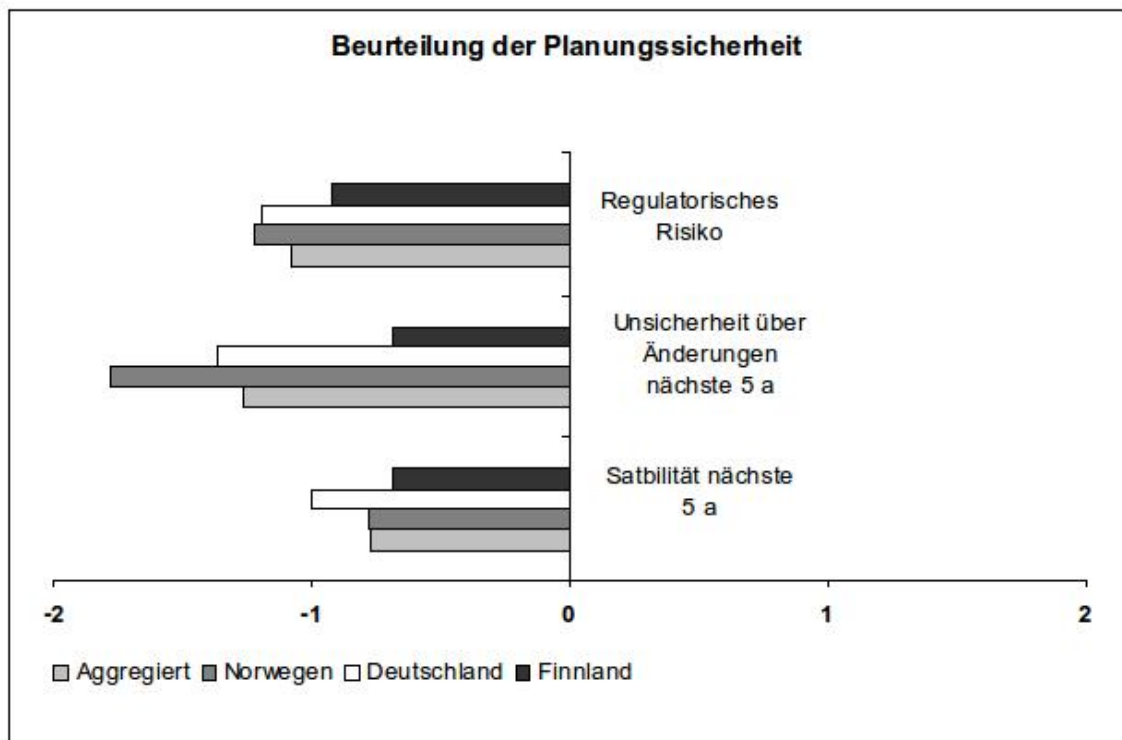


Abbildung 18.4.: Bewertung der Planungssicherheit

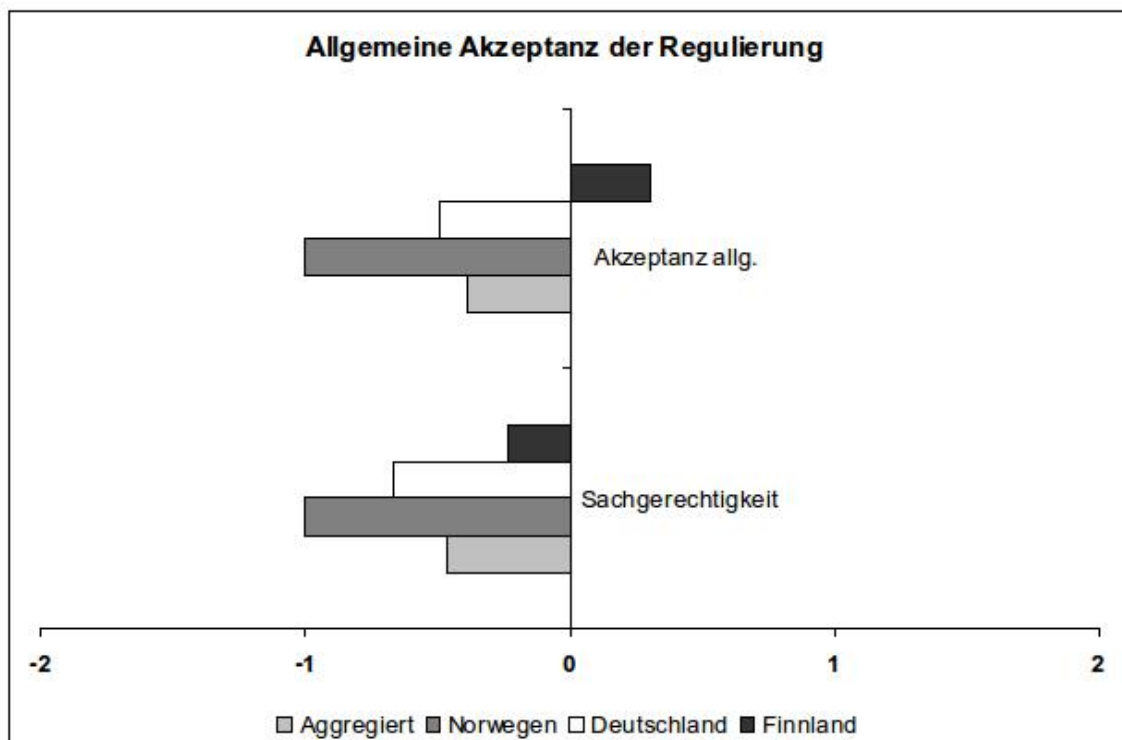


Abbildung 18.5.: Gesamteinschätzung

sein wird. Dem gegenüber glauben die schwedischen Unternehmen nicht an die Stabilität des Systems in den kommenden fünf Jahren.

Die Gesamteinschätzung der Systeme, hier abgebildet durch die allgemeine Akzeptanz und einer Einschätzung der Sachgerechtigkeit regulatorischer Entscheidungen, spiegelt die Bewertung der genannten Einzelaspekte gut wider (vgl. Abbildung 18.5). Demnach beurteilen die finnischen Netzbetreiber ihre Regulierung mit -0,23 Punkten für die Sachgerechtigkeit und +0,31 Punkten für die allgemeine Akzeptanz insgesamt besser als der Durchschnitt aller befragten Unternehmen, während die norwegischen und deutschen Unternehmen mit jeweils -1 Punkten für Norwegen sowie -0,67 und -0,49 Punkten für Deutschland im Durchschnitt kritischer sind. Der zusätzliche Aufwand, der den Unternehmen aufgrund der Regulierung entsteht, wird allgemein als hoch eingestuft.

18.2. Einfluss der Regulierung auf Versorgungsqualität und Investitionen

Der zweite Abschnitt untersucht den Einfluss der Regulierung auf Investitionen und Versorgungsqualität. Es wird zuerst gezeigt, welchen Trend die befragten Unternehmen innerhalb der letzten drei Jahre hinsichtlich Störungsdauer, Instandhaltungsintensität, Ausgaben für Ersatzinvestitionen und Asset-Management sehen und ob die Regulierung allgemein Einfluss auf diese Aspekte hat. Die Teilnehmer der Umfrage bewerteten den Trend auf einer Skala von -2 bis 2, wobei -2 anzeigt, dass die Bedeutung abgenommen hat, -1 steht für „eher abgenommen“, 0 symbolisiert einen konstanten Verlauf, 1 eher eine Zunahme und 2 eine Zunahme der Bedeutung. Analog erfolgte die Bewertung des Einflusses der Regulierung, hier bedeutet -2 „kein Einfluss“, -1 „eher geringer Einfluss“, 0 „mittlerer Einfluss“, 1 „eher starker Einfluss“ und 2 „starker Einfluss“.

Allgemein zeigen die Antworten auf Abbildung 18.6, dass die Unternehmen bezüglich aller abgefragten Aspekte einen moderaten bis eher hohen Einfluss der Regulierung sehen. Dieser ist für die Entwicklung der Störungsdauer am geringsten und für die Bedeutung des Asset-Managements am höchsten.

Eine differenzierte Darstellung für Norwegen, Deutschland und Finnland zeigt Abbildung 18.7. Sie verdeutlicht, dass die Ausprägung in den einzelnen Ländern stark variiert (vgl. Abbildung 18.7).

So sehen die deutschen Verteilnetzbetreiber bezüglich der Störungsdauer im Durchschnitt keine Veränderung, während die finnischen und norwegischen Unternehmen mit jeweils 0,54

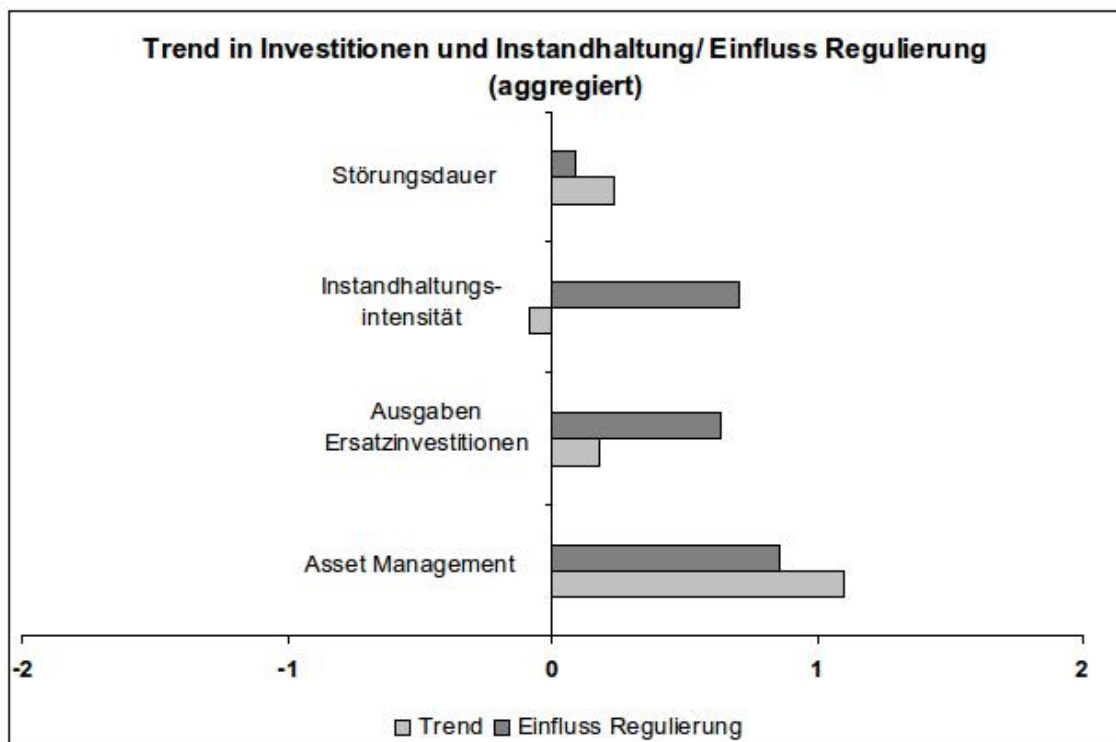


Abbildung 18.6.: Einfluss der Regulierung auf spezifische Handlungsfelder

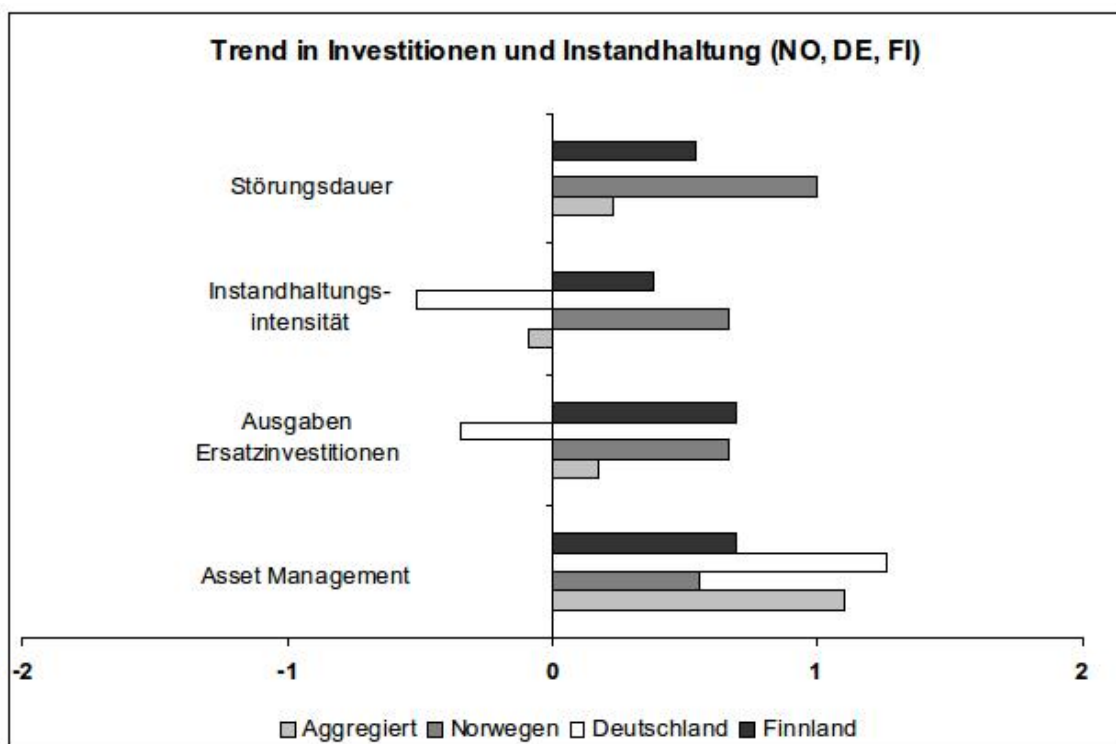


Abbildung 18.7.: Beeinflussung spezifischer Handlungsfelder nach Ländern

und 1 Punkt eine positive Entwicklung sehen. Ähnlich ist die Ausprägung für die Instandhaltungsintensität: Wiederum sehen die Verteilnetzbetreiber in Finnland und Norwegen mit 0,28 und 0,67 Punkten eine Zunahme, während die deutschen Unternehmen mit -0,51 Punkten eine Abnahme konstatieren. Ein analoges Bild zeigt sich bezüglich der Ausgaben für Ersatzinvestitionen innerhalb der letzten drei Jahre: Der Trend ist laut Erhebung in Finnland und Norwegen mit 0,69 und 0,67 durchschnittlich positiv und in Deutschland mit -0,34 Punkten eher negativ. Demgegenüber hat die Bedeutung des Asset-Managements in den letzten drei Jahren in allen drei Ländern zugenommen, am stärksten in Deutschland (1,26 Punkte), gefolgt von Finnland (0,69 Punkte) und Norwegen (0,56 Punkte).

Wie eingangs erläutert, kann eine Bewertung dieser Trends ohne Kenntnis des Bedarfs zu falschen Schlüssen führen. So müssen abnehmende Ersatzinvestitionen und eine sinkende Instandhaltungsintensität nicht zu einer sinkenden Qualität führen, wenn es dem Bedarf entspricht. Demgegenüber können steigende Investitionen zu gering sein, so dass die Qualität sinkt. Es kann sogar sein, dass das angebotene Qualitätsniveau zu hoch oder zu gering war. Deshalb ist es möglich, dass eine tatsächlich sinkende Qualität wohlfahrtsoptimal ist während eine steigende Qualität nicht wünschenswert wäre.

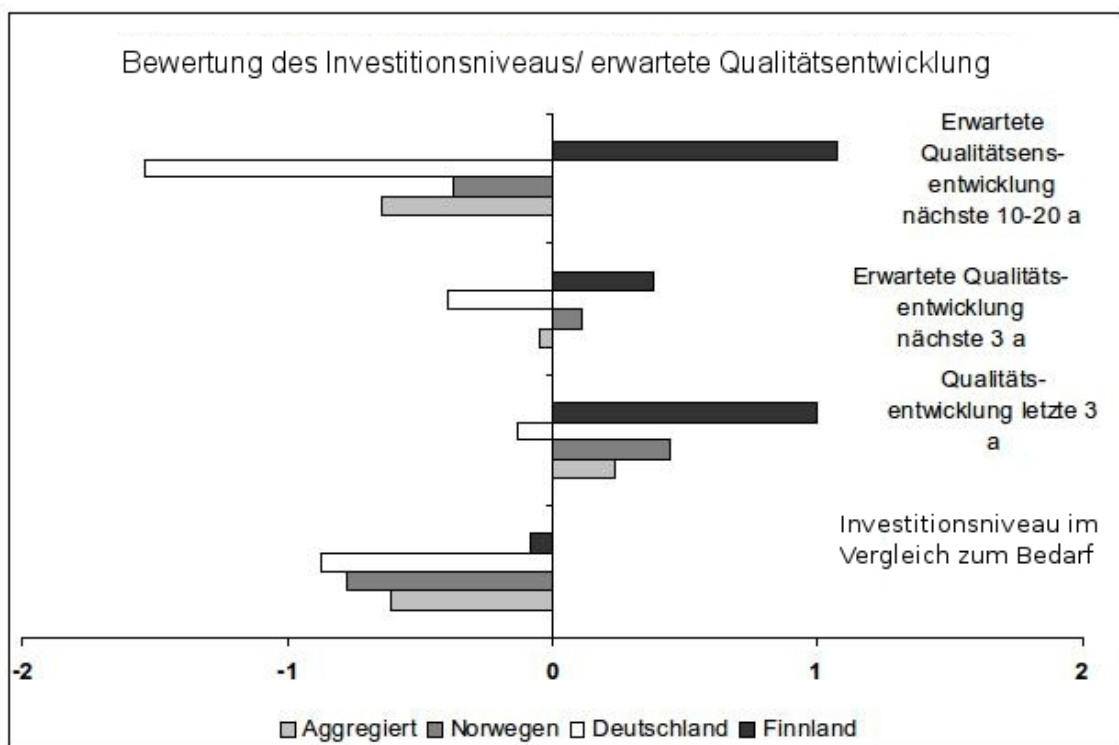


Abbildung 18.8.: Einschätzung Investitionen und Qualitätsentwicklung

Die Autorin kann an dieser Stelle keine Antwort auf den letztgenannten Punkt geben, es soll jedoch versucht werden, die dargestellten Trends dem Bedarf gegenüberzustellen. Ab-

Abbildung 18.8 zeigt die Einschätzung des Investitionsniveaus aus Sicht der Unternehmen und ihre Prognose für die Qualitätsentwicklung in kurzer und langer Frist. Hier fällt zunächst auf, dass die norwegischen Verteilnetzbetreiber trotz steigender Ersatzinvestitionen ihr Investitionsniveau als unzureichend einschätzen, um die Versorgungsqualität langfristig zu halten. Auch in Deutschland schätzen die Unternehmen das Investitionsniveau als zu niedrig ein, während die finnischen Unternehmen dazu tendieren, es als „genau richtig“ zu bezeichnen.

Interessant ist die divergierende Einschätzung der Qualitätsentwicklung in kurzer und in langer Frist. In der nahen Vergangenheit ist nach Aussage der finnischen und norwegischen Unternehmen die Qualität aufgrund der Regulierung eher gestiegen, während die deutschen Netzbetreiber für die letzten drei Jahre einen tendenziell negativen Einfluss der Regulierung auf die Versorgungsqualität konstatieren. In Deutschland wird sich dieser negative Trend gemäß der Einschätzung der befragten Netzbetreiber in den nächsten drei Jahren etwas und in den nächsten 10 bis 20 Jahren deutlich verstärken. Im Gegensatz dazu schätzen die finnischen Unternehmen die Situation so ein, dass sich der positive Trend auch in Zukunft fortsetzen wird – leicht in naher Zukunft und deutlich in der fernerer Zukunft. Die Verteilnetzbetreiber aus Norwegen rechnen mit einer Trendwende. Ihrer Einschätzung nach wird sich der positive Trend der vergangenen drei Jahre in naher Zukunft abschwächen und innerhalb der nächsten 10 bis 20 Jahre umkehren.

Anzumerken sei, dass in Schweden und Spanien bezüglich der Versorgungsqualität kurz- und langfristig ein neutraler bis eher positiver Trend vermutet wird. Für Österreich zeigt sich in kurzer Frist ein uneinheitliches Bild, allerdings bezeichnen die Unternehmen ihr aktuelles Investitionsniveau als zu gering und sehen wie Deutschland langfristig einen deutlich negativen Trend.

Ausgesprochen diffizil ist eine Untersuchung, ob und wie stark einzelne Aspekte der Regulierung, z.B. Effizienzvorgaben, Qualitätsregulierung und spezielle Investitionsanreize, die Investitionsentscheidungen der Unternehmen beeinflussen. Dies liegt zum einen daran, dass nicht jeder Mechanismus in allen Ländern implementiert ist, so dass die befragten Unternehmen ggf. nur Vermutungen anstellen können. Zum anderen können weitere, externe Faktoren – wie das Ausgangsniveau an Versorgungsqualität und die Unternehmensgröße – einen Einfluss haben. Aus diesem Grund wird nur eine Darstellung (Abbildung 18.9) gezeigt, die den Einfluss verschiedener Faktoren aus Sicht der Unternehmen direkt präsentiert. Hier ist nach Auffassung der Autorin nur eine ausgesprochen vorsichtige Interpretation möglich. Deshalb schließen sich Korrelationsanalysen an, die zusätzliche, externe Faktoren berücksichtigen.

Durchgeführt wurden zwei verschiedene Korrelationsanalysen. Die erste fokussierte den Einfluss von „weichen“ Merkmalen wie Planungssicherheit und Transparenz. Der Zusammen-

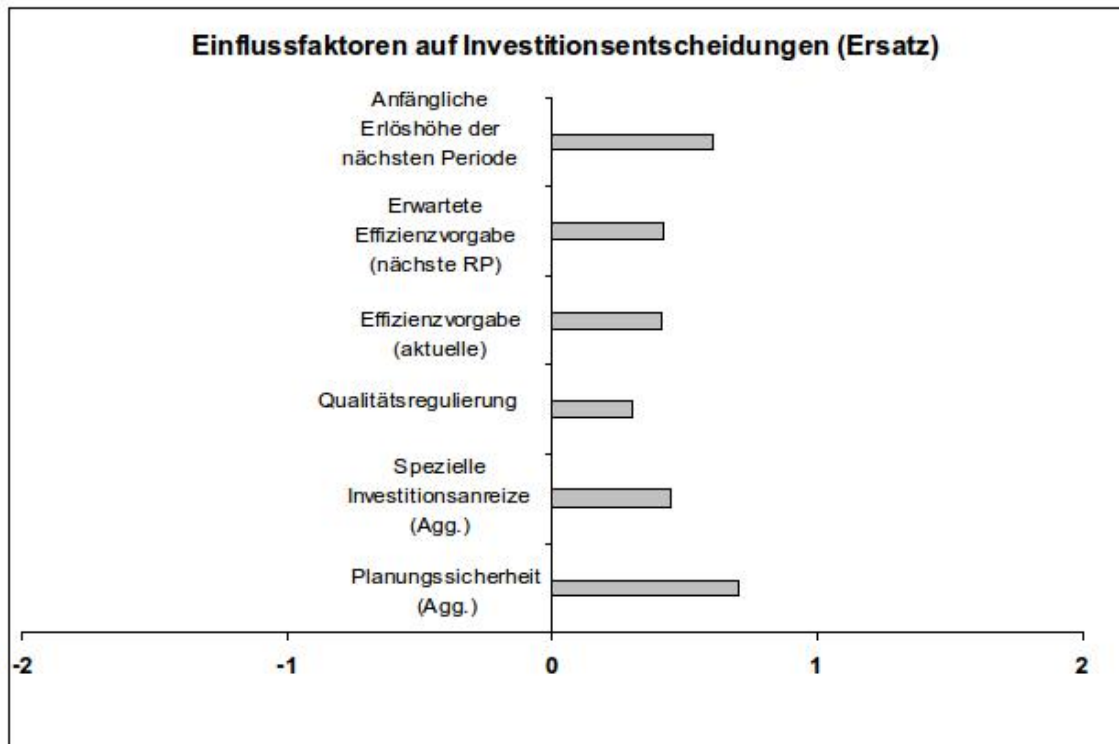


Abbildung 18.9.: Einfluss spezifischer Regulierungsinstrumente

hang zwischen folgenden Aspekten wurde analysiert:

1. Einschätzung des Investitionsniveaus;
2. Einschätzung zur Qualitätsentwicklung in den kommenden drei Jahren;
3. Einschätzung zur Qualitätsentwicklung in den kommenden 10 bis 20 Jahren;
4. Transparenz regulatorischer Entscheidungen;
5. Datenverfügbarkeit um Entscheidungen nachvollziehen zu können;
6. Einschätzung des regulatorischen Risikos;
7. Unsicherheit über Änderungen des Systems in den nächsten fünf Jahren.

Die zweite Korrelationsanalyse untersuchte die Zusammenhänge zwischen Investitionen, Instandhaltung, Störungsdauer, Qualitätsentwicklung sowie relevanten „harten“ Merkmalen der Regulierung. Für Deutschland wurde davon ausgegangen, dass die befragten Unternehmen bei der Bewertung zukünftiger Entwicklungen das neue Regulierungssystem – das

heißt die Erlösobergrenzenregulierung – vor Augen hatten, da der Inhalt der Anreizregulierungsverordnung bereits bekannt war. Die erste Untersuchung umfasste insgesamt folgende Merkmale:

1. Einschätzung des Investitionsniveaus;
2. Einschätzung zur Qualitätsentwicklung in den kommenden drei Jahren;
3. Einschätzung zur Qualitätsentwicklung in den kommenden 10 bis 20 Jahren;
4. Ausgaben für Ersatzinvestitionen in den letzten drei Jahren;
5. Entwicklung der Instandhaltungsintensität in den letzten drei Jahren;
6. Entwicklung der Störungsdauer in den letzten drei Jahren;
7. Vorhandensein einer Qualitätsregulierung;
8. Vorhandensein einer RoR-Regulierung der Kapitalkosten;
9. Kostensenkungsanreize;
10. aktuelles Qualitätsniveau³⁶³ und
11. Unternehmensgröße.

Tabelle 18.1 gibt eine Übersicht über alle relevanten Variablen und über die entsprechenden Abkürzungen, wie sie in den Korrelationsmatrizen verwendet wurden.

Tabelle C.1 gibt die Korrelationsmatrix zur ersten Analyse wieder, die für die Teilstichprobe relevante Matrix kann Anhang C entnommen werden. Diese Zusammenhänge werden folgend interpretiert, dabei werden ausschließlich Punkte aufgegriffen, die einen mittleren bis starken Effekt aufweisen und mindestens auf 5 %-Niveau signifikant sind.

Als erstes sind die Korrelationen zwischen den Einflussfaktoren (Planungssicherheit und Transparenz) zu nennen. So legen sowohl die Analyse der Teilstichprobe als auch die Analyse der Gesamtstichprobe aufgrund mittlerer bis starker signifikanter positiver Korrelationen einen Zusammenhang zwischen Planungssicherheit und Transparenz nahe. Das ist insofern plausibel, als Planungssicherheit ein Verständnis des Systems und regulatorischer Entscheidungen voraussetzt. Damit ist eine ausreichende Verständlichkeit eine notwendige, aber nicht hinreichende Bedingung für eine zufriedenstellende Planungssicherheit, für welche zusätzlich eine Reihe weiterer Faktoren (z.B. eine Einschätzung des regulatorischen Kommitments) eine Rolle spielen.

³⁶³Bis 50 Q_u -Minuten niedrig, 50 bis 100 Q_u -Minuten mittel, über 100 Q_u -Minuten hoch.

Variable	Abkürzung
Qualitätsniveau	Q-Niv
Qualitätsentwicklung nächste 1 bis 3 Jahre	Q-kurz
Qualitätsentwicklung nächste 10 bis 20 Jahre	Q-lang
Implementierung RoR-Regulierung	RoR
Bedeutung Asset Management	Asset
Ausgaben Ersatzinvestitionen absolut	Inv-abs
Ausgaben Ersatzinvestitionen im Verhältnis zum Bedarf	Inv-rel
Instandhaltungsintensität	Instand
Dauer für Störungsbehebung	Dauer
Implementierung Qualitätsregulierung	Q-Faktor
Kostensenkungsanreize	Anr-Kost
Anzahl Kunden (Unternehmensgröße)	Größe
Transparenz regulatorischer Entscheidungen	Trans-1
Datenverfügbarkeit	Trans-2
Regulatorisches Risiko	Risk-1
Erwartungen an Systemstabilität	Risk-2

Tabelle 18.1.: Abkürzung der Variablen

Darüber hinaus ergaben sich signifikante Korrelationen bei der Analyse der Gesamtstichprobe. Hier hatte eine ausreichende Datenverfügbarkeit, um Entscheidungen der Regulierungsbehörde nachvollziehen zu können, einen signifikanten Effekt sowohl auf die Einschätzung des Investitionsniveaus als auch auf die Bewertung der Qualitätsentwicklung in kurzer und in langer Frist. Die Einschätzung des Regulierungsrisikos korrelierte ebenfalls signifikant mit der Prognose der kurz- und langfristigen Qualitätsentwicklung. Demnach bestätigte die Korrelationsanalyse die Hypothese, dass Planungssicherheit für die Qualitätsentwicklung von Bedeutung ist, allerdings scheint es im Vergleich zu den „harten“ Faktoren deutlich schwieriger den Effekt dieser „weichen“ Einflüsse zu untermauern.

18. Übersicht über die Umfrageergebnisse

	Inv-rel	Q-kurz	Q-lang	Trans-1	Risk-1	Trans-2	Risk-2
Inv-rel	1						
Q-kurz	0,4195 (0,0002)	1					
Q-lang	0,4584 (0,0000)	0,6857 (0,0000)	1				
Trans-1	0,2268 (0,0504)	0,2255 (0,0487)	0,3982 (0,0003)	1			
Risk-1	0,1121 (0,3317)	0,3745 (0,0007)	0,3455 (0,0016)	0,1565 (0,1629)	1		
Trans-2	0,3518 (0,0017)	0,4293 (0,0001)	0,4502 (0,0000)	0,5930 (0,0000)	0,3417 (0,0016)	1	
Risk-2	0,2138 (0,0619)	0,1781 (0,1164)	0,2375 (0,0328)	0,3080 (0,0051)	0,3420 (0,0016)	0,2302 (0,0363)	1

Tabelle 18.2.: Korrelationsmatrix, Analyse 2. In Klammern sind jeweils die p-Werte genannt.

Die Korrelationsmatrix für die zweite Analyse kann Tabelle C.2 entnommen werden, die entsprechende Darstellung für die Teilstichprobe ist in Anhang C zu finden. Interessant erschien hier zuerst eine Untersuchung der Zusammenhänge zwischen Investitionsniveau, kurz- und langfristiger Qualitätseinschätzung, Ausgaben für Ersatzinvestitionen, Entwicklung der Instandhaltungsintensität, Störungsmanagement und Asset-Management. Unabhängig davon, ob die Analyse mit oder ohne deutschen Unternehmen durchgeführt wird, kann bei einem mittleren bis starken Effekt und mindestens 5-prozentigem Signifikanzniveau ein Zusammenhang zwischen Investitionsniveau und Qualitätseinschätzung in kurzer und langer Frist vermutet werden. Dabei korreliert das Investitionsniveau allerdings stärker mit der Qualitätsentwicklung in langer Frist als mit der kurzfristigen Entwicklung. Der Unterschied in den Korrelationskoeffizienten (35 vs. 48) ist in der Stichprobe ohne deutsche Unternehmen wesentlich größer als in der Gesamtstichprobe (41 vs. 45).

Zudem ist in der Gesamtstichprobe die Einschätzung des Investitionsniveaus positiv mit den Ausgaben für Ersatzinvestitionen und der Instandhaltungsintensität und negativ mit der Störungsdauer (je besser das Investitionsniveau eingeschätzt wird desto stärker sinkt die Störungsdauer) korreliert. Dabei ist der Zusammenhang zwischen Ersatzinvestitionen und langfristiger Entwicklung stärker als zwischen Ersatzinvestitionen und kurzfristiger Entwicklung. Für die Störungsdauer und die Instandhaltungsintensität verhält es sich umgekehrt.

Die genannten Zusammenhänge sind konform mit der Theorie, so wirken sich investive Maßnahmen eher langfristig auf die Versorgungsqualität aus, während operative Maßnahmen bereits stärkere kurz- und mittelfristig Effekte zeigen.

Zusätzlich sei angemerkt, dass die Analyse einen starken Zusammenhang zwischen Instandhaltungsintensität und Ausgaben für Ersatzinvestitionen zeigt. Dies ist plausibel, da der Er-

satz von Betriebsmitteln unter den Begriff Instandhaltung fällt. Ein wichtiges Indiz ergibt sich bei der Bedeutung des Asset-Managements: Hier scheint die Unternehmensgröße ein entscheidender Treiber zu sein. So ist die Anzahl angeschlossener Kunden bei den befragten Netzbetreibern positiv mit der Bedeutung des Asset Managements korreliert. Zudem besteht ein mittlerer Effekt zwischen Kostensenkungsanreizen und der Bedeutung des Asset-Managements, je stärker die Anreize desto höher die Bedeutung des Asset-Managements. Beide Zusammenhänge können erklärt werden. So kann der Einfluss der Unternehmensgröße wahrscheinlich darauf zurückgeführt werden, dass größere Unternehmen hier insgesamt ein höheres Optimierungspotenzial haben. Der Einfluss der Kostensenkungsanreize wiederum kann auf den effizienten Einsatz zunehmend beschränkter Mittel zurückgeführt werden.

Betrachtet man den Einfluss des Qualitätsniveaus, so zeigt die Analyse der Teilstichprobe signifikante Korrelationen zwischen aktuellem Qualitätsniveau, der Einschätzung des Investitionsniveaus, der Einschätzung der langfristigen Qualitätsentwicklung und den Ausgaben für Ersatzinvestitionen. Je schlechter das Ausgangsniveau ist, desto eher wird angenommen, dass das aktuelle Investitionsniveau zumindest ausreicht, um das Qualitätsniveau zu halten. Zudem werden eher steigende Ersatzinvestitionen verzeichnet und die Unternehmen rechnen eher mit einer langfristig steigenden Qualität. Diese Zusammenhänge zeigen sich gleichfalls bei einer Analyse der Gesamtstichprobe. Hier besteht zusätzlich eine signifikante Korrelation zwischen Qualitätsniveau und Störungsdauer sowie Instandhaltungsintensität: Je geringer das Ausgangsniveau, desto eher stieg die Instandhaltungsintensität und sank die Störungsdauer. Außerdem ist das Niveau signifikant mit der Einschätzung der Qualitätsentwicklung für die nächsten drei Jahre korreliert. Demnach ist das Qualitätsniveau ein relevanter externer Faktor. Der Einfluss des Qualitätsniveaus kann allerdings auch indirekt daraus resultieren, dass ein relativ geringes Niveau die Einführung zusätzlicher Regulierungsinstrumente motiviert, die ihrerseits entsprechende Anreize entfalten.

Nun stellt sich die Frage, welchen Einfluss eine RoR-Regulierung der Kapitalkosten, die Implementierung einer Qualitätsregulierung und Kostensenkungsanreize haben.

Die RoR-Regulierung betreffend, zeigt die Stichprobe ohne deutsche Unternehmen einen auf 1 % Signifikanzniveau starken Effekt zwischen RoR-Regulierung auf der einen und Investitionsniveau sowie langfristiger Qualitätseinschätzung auf der anderen Seite. In der Gesamtstichprobe ist die Korrelation zwischen kurzfristiger Qualitätsentwicklung und RoR-Regulierung ebenfalls signifikant, jedoch mit einem Koeffizienten von 0,44 im Vergleich zu 0,73 deutlich schwächer. Zusätzlich besteht hier eine signifikante, mittelstarke Korrelation zwischen den Ausgaben für Ersatzinvestitionen und dem Vorhandensein einer RoR-Regulierung. So kann zusammenfassend ein Zusammenhang zwischen RoR-Regulierung und Qualitätsentwicklung - vor allem in der langfristigen Perspektive – vermutet werden, der insbesondere mit investiven Maßnahmen korreliert. Weiterhin ist zu nennen, dass die be-

trachteten Länder mit einer RoR-Regulierung der Kapitalkosten oft ebenfalls eine Qualitätsregulierung implementiert haben. Außerdem ist die Existenz einer RoR-Regulierung mit dem aktuellen Qualitätsniveau korreliert. Demnach liegt eher eine RoR-Regulierung vor, wenn das Qualitätsniveau relativ niedrig ist. Die Autorin vermutet, dass in diesen Fällen ausreichende Investitionen eine höhere Priorität im Zuge der Regulierung besitzen. Dies stützt die Annahme, dass das Qualitätsniveau nur einen indirekten Einfluss hat.

Wie bei der RoR-Regulierung besteht ein starker Zusammenhang zwischen aktuellem Qualitätsniveau und der Implementierung einer Qualitätsregulierung, der Korrelationskoeffizient beträgt hier -0,92. Je geringer das aktuelle Qualitätsniveau, desto eher existiert eine Qualitätsregulierung. Die Analyse der Teilstichprobe zeigt eine Korrelation zwischen Qualitätsregulierung und Investitionsniveau, Instandhaltungsintensität und Störungsdauer. Zudem besteht ein starker Effekt zwischen Qualitätsregulierung und langfristiger Einschätzung der Versorgungsqualität. Diese Tendenzen zeigen sich gleichfalls bei einer Untersuchung der Gesamtstichprobe. Hier zeigt sich zudem ein signifikanter Zusammenhang zwischen Qualitätsregulierung und den Ausgaben für Ersatzinvestitionen sowie der Einschätzung der kurzfristigen Qualitätsentwicklung. Erwähnenswert ist allerdings, dass das Instrument der Qualitätsregulierung deutlich stärker mit der langfristigen Entwicklung korreliert als mit den kurz- und mittelfristigen Erwartungen. So beträgt der Korrelationskoeffizient in der langfristigen Perspektive 0,76, während er kurzfristig 0,48 ist.

Anders als bei Qualitätsregulierung und RoR-Regulierung sind Qualitätsniveau und Kostensenkungsanreize positiv korreliert, was nahelegt, dass die Kostensenkungsanreize umso höher sind, je höher das Qualitätsniveau ist. Signifikante Korrelationen zwischen Kostensenkungsanreizen und anderen Faktoren wies nur die Analyse der Gesamtstichprobe auf. Hier waren Kostensenkungsanreize und die Einschätzung des Investitionsniveaus negativ miteinander korreliert, das heißt höhere Kostensenkungsanreize waren mit einer eher schlechten Einschätzung des Investitionsniveaus verbunden. Ein analoger Zusammenhang bestand zwischen Kostensenkungsanreizen auf der einen und Instandhaltungsintensität sowie Ausgaben für Ersatzinvestitionen auf der anderen Seite.

18.3. Zwischenfazit

Die allgemeine Bewertung der Regulierungspraxis zeigt ein eher kritisches Bild für Deutschland und für Norwegen. In beiden Ländern ist die allgemeine Akzeptanz für die Regulierung eher gering und die Sachgerechtigkeit wird eher negativ bewertet. Die Verteilnetzbetreiber aus Deutschland beurteilen sowohl die Vorhersagbarkeit der Renditen als auch die Komplexität und Verständlichkeit des Systems eher kritisch. Die negative Einschätzung der Verständlichkeit ist dabei vor allem auf eine schlechte Datenverfügbarkeit und auf eher nicht

nachvollziehbare Erklärungen zurückzuführen, während die Transparenz der Regulierungsziele eher positiv eingeschätzt wird. In Norwegen bewerten die Teilnehmer vor allem die Komplexität des Systems und die Vorhersehbarkeit der Kapitalrenditen kritisch — weitaus kritischer als der Gesamtdurchschnitt. Demgegenüber wird die Verständlichkeit des Systems tendenziell als eher gut bewertet. Dies beruht vor allem auf einer eher guten Datenverfügbarkeit, während Erklärungen der Behörde und die Transparenz der Regulierungsziele eher schlecht beurteilt werden. Hinsichtlich der Planungssicherheit besteht sowohl in Deutschland als auch in Norwegen vor allem Unsicherheit über Änderungen des Systems in den nächsten fünf Jahren.

Ein gänzlich anderes Bild ergibt sich für Finnland. Hier wird sowohl die Vorhersagbarkeit der Kapitalverzinsung als auch die Verständlichkeit des Systems eher positiv bewertet. Die Komplexität wird zwar als eher hoch eingeschätzt, allerdings weniger kritisch als der Gesamtdurchschnitt. Alle Aspekte der Verständlichkeit werden eher positiv bewertet, bei den Einzelindikatoren der Planungssicherheit fällt das Urteil zwar eher kritisch aus, liegt bei jedem Punkt aber über dem Gesamtschnitt. So ist die allgemeine Akzeptanz für die Regulierung auch eher hoch und die Sachgerechtigkeit wird nur leicht kritisch beurteilt.

Die allgemeine Bewertung spiegelt sich bei der Einschätzung von Investitionsniveau sowie kurz- und langfristiger Qualitätsentwicklung wider. Während die finnischen Netzbetreiber das Investitionsniveau nahezu als adäquat bezeichnen und sowohl kurz- als auch langfristig einen positiven Trend bei der Versorgungsqualität erwarten, bewerten die Unternehmen in Deutschland und in Norwegen das Investitionsniveau als eher unzureichend. In Norwegen erwarten die befragten Unternehmen, dass sich die positive Entwicklung bei der Versorgungsqualität umkehren wird, während die Teilnehmer aus Deutschland bereits kurzfristig einen negativen Trend attestieren, der sich langfristig verstärkt.

Die Erkenntnisse lassen bereits als vorsichtigen Schluss zu, dass — so wie theoretisch angenommen — hybride Systeme mit Elementen einer RoR-Regulierung eher geeignet sind, ausreichende Investitionsanreize zu setzen, während reine Cap- und Yardstickverfahren sich unter diesem Gesichtspunkt als kritisch erweisen.

Es stellt sich die Frage nach den konkreten Einflußfaktoren auf Versorgungsqualität und Investitionen, der Antwort sollte sich zunächst mit einer Korrelationsanalyse genähert werden. Hier sei anzumerken, dass Befunde plausibel erscheinen, die Korrelationen das vermutete Vorzeichen aufweisen und die signifikanten Korrelationen mit relevantem Effekt konform mit den postulierten Hypothesen sind.

Allgemein kann festgehalten werden, dass das aktuelle Qualitätsniveau anscheinend Einfluss auf die Gestaltung der Regulierung hat: Ein geringes Niveau korreliert mit der Implementierung einer Qualitätsregulierung und einer RoR-Regulierung der Kapitalkosten sowie

geringeren Kostensenkungsanreizen. Dies kann so interpretiert werden, dass hier eine Verbesserung des Qualitätsniveaus eine relativ hohe Priorität hat. So überrascht es nicht, dass ein Zusammenhang zwischen aktuellem Qualitätsniveau und der erwarteten Entwicklung der Qualität besteht. Unternehmen in Staaten, in denen das Niveau bereits hoch ist, erwarten eher ein Absinken und umgekehrt.

Bezüglich der Regulierungsinstrumente konnte sowohl ein positiver Einfluss einer RoR-Regulierung der Kapitalkosten als auch einer Qualitätsregulierung postuliert werden. Dabei scheint die RoR-Regulierung vor allem das Investitionsverhalten zu beeinflussen. Beide Instrumente sind deutlich stärker mit der langfristigen Qualitätsentwicklung korreliert als mit der kurz- und mittelfristigen Qualitätsentwicklung. Auf der anderen Seite wirken sich starke Kostensenkungsanreize eher negativ auf Investitionen und Qualität aus. Diese Ergebnisse können mit der Theorie vereinbart werden.

Die Analysen legen ein enges Verhältnis in der Bewertung der Transparenz und der Planungssicherheit nahe. Hier ist es schwieriger als bei den „harten“ Faktoren, Zusammenhänge zu untermauern, wahrscheinlich weil die Beurteilung eine größere subjektive Komponente hat. Das gilt für die Bewertung der Planungssicherheit noch stärker als für die Bewertung der Transparenz, vermutlich weil hier die individuelle Risikoneigung relevant ist. Trotzdem zeigte die Gesamtstichprobe eine positive Korrelation zwischen Planungssicherheit und Transparenz auf der einen und der Einschätzung der Qualitätsentwicklung auf der anderen Seite.

Auf Basis der bisherigen Analysen zeigt Tabelle 18.4 die Bewertung der Hypothesen.

Die Korrelationsanalyse gab erste Indizien für die Relevanz einzelner Faktoren für Investitionen und Versorgungsqualität einer regulierten Verteilnetzbranche. Aus der Erfüllung eines Faktors kann allerdings schwerlich auf die Auskömmlichkeit des Investitionsniveaus oder die kurz- und mittelfristige Qualitätsentwicklung geschlossen werden, da das Zusammenspiel aller relevanten Faktoren von Belang ist. Um das Bild zu ergänzen, schließt sich deshalb eine Partial-Least-Squares (PLS) Analyse an die Betrachtungen an.

	Inv-rel	Q-Niv	Q-kurz	Q-lang	ROR	Asset	Inv-ab	Instand	Dauer	Q-Faktor	Anr-Kost	Größe
Inv-rel	1											
Q-Niv	-0,3377 (0,0030)	1										
Q-kurz	0,4195 (0,0002)	-0,4786 (0,0000)	1									
Q-lang	0,4584 (0,0000)	-0,7097 (0,0000)	0,6857 (0,0000)	1								
ROR	0,4356 (0,0001)	-0,5875 (0,0000)	0,4407 (0,0000)	0,7301 (0,0000)	1							
Asset	-0,1262 (0,2873)	0,3080 (0,0068)	-0,1680 (0,1468)	-0,2812 (0,0132)	-0,2335 (0,0383)	1						
Inv-ab	0,4214 (0,0002)	-0,4130 (0,0002)	0,4256 (0,0001)	0,4680 (0,0000)	0,3847 (0,0004)	0,1670 (0,1440)	1					
Instand	0,3236 (0,0046)	-0,5074 (0,0000)	0,3876 (0,0005)	0,3621 (0,0010)	0,2966 (0,0072)	-0,0693 (0,5464)	0,7082 (0,0000)	1				
Dauer	-0,3628 (0,0013)	0,4124 (0,0002)	-0,3327 (0,0027)	-0,3254 (0,0032)	-0,2805 (0,0107)	0,0277 (0,8084)	-0,2870 (0,0098)	-0,3117 (0,0046)	1			
Q-Faktor	0,4116 (0,0002)	-0,9270 (0,0000)	0,4887 (0,0000)	0,7623 (0,0000)	0,7135 (0,0000)	-0,2800 (0,0130)	0,4799 (0,0000)	0,4789 (0,0000)	-0,4207 (0,0001)	1		
Anr-Kost	-0,3374 (0,0043)	0,3703 (0,0012)	-0,2421 (0,0405)	-0,2518 (0,0305)	-0,1894 (0,1014)	0,3505 (0,0022)	-0,3118 (0,0068)	-0,3532 (0,0021)	0,0073 (0,9501)	-0,3911 (0,0005)	1	
Größe	0,2699 (0,0192)	-0,1782 (0,1186)	0,0009 (0,9937)	0,0732 (0,5266)	0,1754 (0,1173)	-0,3613 (0,0012)	0,0316 (0,7839)	0,1921 (0,899)	-0,0769 (0,4979)	0,1453 (0,1957)	-0,1696 (0,1430)	1

Tabelle 18.3.: Korrelationsmatrix, Analyse 1. In Klammern sind jeweils die p-Werte genannt.

Nr. Hypothese	Beschreibung	Bewertung
Hypothese 1	Investitionen, die vom erforderlichen Maß abweichen, um die Versorgungsqualität zu halten, beeinflussen diese kurzfristig nur gering	+/-
[6mm] Hypothese 2	Investitionen, die vom erforderlichen Maß abweichen, um die Versorgungsqualität zu halten, beeinflussen diese langfristig merklich	+
Hypothese 3	Eine RoR-Regulierung führt zu höheren Investitionen	+
Hypothese 4	Eine Qualitätsregulierung führt zu höheren Investitionen	+
Hypothese 5	Je höher die Kostensenkungsanreize, desto geringer die Investitionen	+
Hypothese 6	Je höher die Planungssicherheit, desto höher die Investitionen	+
Hypothese 7	Eine RoR-Regulierung fördert Ergänzungsinvestitionen und somit auch kurzfristig eine Erhöhung der Versorgungsqualität	+
Hypothese 8	Eine Qualitätsregulierung fördert Maßnahmen für eine kurzfristige Verbesserung der Versorgungsqualität	+
Hypothese 9	Je höher die Kostensenkungsanreize, desto weniger Maßnahmen für eine kurzfristige Verbesserung der Versorgungsqualität werden ergriffen	+/-
Hypothese 10	Je höher die Planungssicherheit, desto mehr Maßnahmen für eine kurzfristige Verbesserung der Versorgungsqualität werden ergriffen	+/-
Hypothese 11	Je geringer das Qualitätsniveau, desto wahrscheinlicher ist eine RoR-Regulierung implementiert	+
Hypothese 12	Je geringer das Qualitätsniveau, desto wahrscheinlicher ist eine Qualitätsregulierung implementiert	+
Hypothese 13	Je geringer das Qualitätsniveau, desto geringer die Kostensenkungsanreize	+

Tabelle 18.4.: Bewertung der Hypothesen (1). + zeigt an, dass die Hypothese bestätigt werden kann, - bedeutet, dass die Hypothese abgelehnt werden muss; +/- illustriert, dass keine eindeutige Aussage resultiert.

19. PLS-Analyse

19.1. Theoretischer Überblick zur Partial Least Squares Analyse

In der Ökonomie werden wie in der Sozialforschung Variablen verwendet, die nicht direkt messbar sind. Beispiele für solche *theoretischen Konstrukte* oder auch *latenten Variablen (LV)* sind Lebensstandard und Zufriedenheit. Oft ergeben sich Fragestellungen zu Kausalzusammenhängen zwischen den LV, z.B.: Welchen Einfluss hat der Lebensstandard auf die Zufriedenheit? Hier sind Lebensstandard und Zufriedenheit respektive die *exogene LV* (ξ) und die *endogene LV* (η). Die Interdependenzen werden in einem *Strukturmodell* abgebildet, die Bestimmung der LV durch *Indikatoren* bzw. *manifesten Variablen (MV)* in einem Messmodell (der Lebensstandard könnte durch das Einkommen und das Verbrauchsniveau operationalisiert werden)³⁶⁴ und die grafische Darstellung erfolgt i.d.R. in einem *Pfaddiagramm (arrow scheme)*³⁶⁵. Statistische Verfahren zur Überprüfung komplexer Kausalitäten werden unter die Begriffe *Strukturgleichungsmodell* bzw. *Structural Equation Model (SEM)* oder *Kausalmodell* gefasst³⁶⁶. Sie führen zu quantitativen, inhaltlich interpretierbaren Beziehungen zwischen den *LV* und den *MV*, vorausgesetzt dass die errechneten Werte durch die Modellkonstruktion signifikant erklärt werden können.

19.1.1. Theoretische Ansätze der Kausalmodellierung

Grundsätzlich können zwei Ansätze mit verschiedenen Schätzmethoden genannt werden³⁶⁷: Auf der *Maximum Likelihood (ML)* aufbauende, kovarianzbasierte Verfahren, hier ist der *LISREL* Ansatz (Linear Structural Relation Model) von Jöreskog am weitesten verbreitet³⁶⁸, und der varianzbasierte *PLS* Ansatz (*Partial Least Squares*) von Wold als iterative,

³⁶⁴Vgl. Ringle (2004a), S. 7f.

³⁶⁵Vgl. Jöreskog/ Wold (1982), S. 1.

³⁶⁶Vgl. Hillbrandt/ Homburg (1998), S. 18.

³⁶⁷Vgl. Ringle (2004a), S. 5.

³⁶⁸Vgl. Hillbrandt/ Homburg (1998), S. 18.

regressionsanalytische Methode³⁶⁹. Tabelle 19.1 fasst wichtige Eigenschaften von PLS und LISREL zusammen³⁷⁰. Die Entscheidung für PLS basiert hier im Wesentlichen auf den folgenden drei Punkten.

Ziel des Algorithmus PLS zielt auf eine bestmögliche Vorhersage der Zielgrößen, LISREL auf eine bestmögliche Replikation der Kovarianzstruktur: PLS ist vorhersageorientiert – LISREL ist parameterorientiert. Zweck dieser Untersuchung ist es, die regulatorischen Bestimmungsgrößen für Veränderungen der Versorgungsqualität zu identifizieren und zu einer möglichst guten Vorhersage ihrer Entwicklung in kurzer und langer Frist zu gelangen. Die zu Grunde liegenden Hypothesen sind im Rahmen einer **integrierten** Betrachtung allerdings noch wenig theoretisch fundiert. Dies spricht für die PLS, wobei PLS und LISREL ein ergänzender Charakter zugesprochen wird³⁷¹.

Stichprobengröße und Verteilungsannahmen Da PLS auf einer Reihe von Regressionen beruht, treten keine Identifikationsprobleme auf und die Methode erweist sich bereits bei kleinen Stichproben als sehr robust gegenüber nicht-normalverteilten Ausgangsdaten, dem Auslassen von Modellelementen und Multikollinearität. Chin empfiehlt, mindestens zehnmal so große Fallzahl einzubeziehen, wie maximale Pfade in einem Konstrukt zusammenlaufen^{372 373}. Bei LISREL können kleine Stichproben zu unsinnigen Lösungen führen und es besteht die Gefahr überhöhter Fitindizes³⁷⁴. Demgegenüber werden Verbindungen zwischen Konstrukten durch PLS unterschätzt, während Konstrukt-Indikator-Beziehungen überschätzt werden. Eine konservative Einschätzung der Konstruktbeziehungen ist von Vorteil, wenn wenig theoretisches Vorwissen verfügbar ist.

Allerdings ist PLS im Vergleich zu LISREL mit Einbußen bei der Modellgütebeurteilung verbunden, denn Signifikanzaussagen können nur mit so genannten Resampling-Methoden (z.B. *Bootstrapping*) getroffen werden³⁷⁵. Auf der anderen Seite hängt der Erfolg von LISREL von einer Reihe von Vorkenntnissen ab, z.B. über die Zusammenhänge der Variablen und über die Verteilung der Residuen. Wenn diese Ansprüche nicht eingehalten werden können, ist die Genauigkeit möglicherweise eine Scheingenauigkeit. Im Gegensatz dazu nutzt

³⁶⁹Vgl. Knepel, (1980), S. 5-6.

³⁷⁰Vgl. Herrmann/ Huber/ Kressmann (2006); Ringle (2004a), S. 34 sowie Jöreskop/ Wold (1982), S. 266 ff.

³⁷¹Vgl. Herrmann/ Huber/ Kressmann (2006), S. 34-55 sowie Lohmöller/ Wold (1982).

³⁷²Vgl. Chin (1998), S. 311.

³⁷³Diese Heuristik liegt PLS Analysen in der Literatur i.d.R. zu Grunde, vgl. Herrmann/ Huber/ Kressmann (2006).

³⁷⁴Vgl. Herrmann/ Huber/ Kressmann (2006), S. 34ff.

³⁷⁵Vgl. Huber et al. (2007), S. 10f.

Merkmal	PLS	LISREL
Stichprobengröße	kleine Stichproben oft ausreichend	mindestens 200
Verteilungsannahmen	nur weiche Annahmen	Normalverteilung
Konsistenz der Schätzer	hohe Indikatorenzahl, große Stichproben	konsistent, erhöht bei größerer Stichprobe
Schätzer im Strukturmodell	konservativ	bei geringer Indikatorenladung inflationär
Identifikation	immer identifiziert	potenziell problematisch
Anwendung Gütekriterien	nur partiell	globale Kriterien, partielle Kriterien einsetzbar
Konstruktoperationalisierung	formativ und reflektiv	reflektiv

Tabelle 19.1.: Gegenüberstellung PLS und LISREL

PLS Kovarianzen nur blockweise³⁷⁶, hierfür wird weder eine Normalverteilung der Eingangsdaten noch Homoskedastizität gefordert³⁷⁷. Insgesamt liegen PLS lediglich Annahmen zur Prädiktorspezifikation zu Grunde, so muss die kausale Richtung zwischen den LV eindeutig definiert und nicht umkehrbar sein, ferner muss der systematische Teil der Funktion der endogenen LV eine lineare Funktion der exogenen LV sein. Lohmöller und Wold (1982) nennen PLS *soft-modelling*:

„In the contrast to the “hard“ distributional assumptions of ML-LISREL, the PLS approach to LV path modeling is called “soft-modeling“, since it does not use the assumption of specified distribution and independent observations. There is nothing vague or “fuzzy“ about the soft modeling; in establishing the model and the estimation algorithm the argument is entirely rigorous.“³⁷⁸

Operationalisierung der Konstrukte Während LISREL nur eine reflektive Operationalisierung der Konstrukte zulässt, können diese innerhalb einer PLS Analyse reflektiv (*Modus A*), formativ (*Modus B*) oder teilweise formativ und teilweise reflektiv operationalisiert werden (*Modus C*)³⁷⁹. In einem reflektiven Messmodell (*Modus A*) werden die MV mittels Faktorladungen durch die LV erklärt — die Indikatoren spiegeln das Konstrukt wider³⁸⁰. In einem formativen Messmodell (*Modus B*) werden die LV mittels Regressionskoeffizienten durch die MV erklärt; der Erklärungsgehalt der LV wird durch Entfernung einer MV reduziert³⁸¹.

³⁷⁶Vgl. Huber et al. (2007), S. 9.

³⁷⁷Vgl. Herrmann/ Huber/ Kressmann (2006), S. 36 ff.

³⁷⁸Lohmöller/ Wold (1982), S.8.

³⁷⁹Vgl. Fornell/ Bookstein (1982), S. 441.

³⁸⁰Vgl. Ringle (2004a), S.32 sowie Jöreskop/ Wold (1982), S. 2.

³⁸¹Vgl. Ringle (2004a), S.32 sowie Jöreskop/ Wold (1982), S. 2.

19.1.2. Formales PLS-Modell und Schätzalgorithmus

Das PLS-Modell setzt sich aus einem inneren und einem äußeren Gleichungssystem zusammen. Das innere spezifiziert die aus theoretischen bzw. sachlogischen Überlegungen abgeleiteten Beziehungen zwischen den *LV*. Das äußere misst die Beziehungen zwischen den *LV* und den zugeordneten *MV*³⁸². Gleichung 19.1 spezifiziert ein Strukturmodell. $\boldsymbol{\eta} = (\eta_1, \eta_2, \dots, \eta_N)$ ist Vektor einer *LV* und $\boldsymbol{\xi}_p$ sind die Vektoren der $p = 1, 2, \dots, P$ exogenen *LV* mit $\boldsymbol{\xi}_p = (\xi_{p,1}, \xi_{p,2}, \dots, \xi_{p,N})$. Der Index $n = 1, 2, \dots, N$ entspricht der Stichprobengröße. Die strukturellen Zusammenhänge werden über τ_p erfasst, das jeweils die Pfadkoeffizienten enthält und so die direkten Effekte der exogenen *LV* auf die endogene *LV* abbildet. $\boldsymbol{\zeta}$ bezeichnet den Vektor der Messfehlervariablen und $\boldsymbol{\tau}_0$ einen Lokationsparameter³⁸³.

$$\boldsymbol{\eta} = \boldsymbol{\tau}_0 + \tau_1 \boldsymbol{\xi}_1 + \tau_2 \boldsymbol{\xi}_2 + \dots + \tau_p \boldsymbol{\xi}_p + \boldsymbol{\zeta} \quad (19.1)$$

Die Messmodelle sind differenziert für reflektive und formative Indikatoren zu notieren. Im *Modus A* beschreiben die Gleichungen 19.2 und 19.3 die Zusammenhänge zwischen den *LV* und den *MV* für das endogene bzw. für das exogene Messmodell. $\boldsymbol{\eta}$ wird durch $h = 1, 2, \dots, K_1$ Indikatoren gemessen, $\boldsymbol{\xi}$ durch $k = 1, 2, \dots, K_2$ Indikatoren; $\mathbf{y}_h = (y_{h1}, y_{h2}, \dots, y_{hN})$ und $\mathbf{x}_k = (x_{k1}, x_{k2}, \dots, x_{kN})$ bezeichnen jeweils die *MV*, Λ_{yh} und Λ_{xh} enthalten die Ladungen von \mathbf{y}_h auf $\boldsymbol{\eta}$ bzw. von \mathbf{x}_k auf $\boldsymbol{\xi}$. Die Vektoren $\boldsymbol{\delta}_{yh}$ und $\boldsymbol{\delta}_{xk}$ umfassen die entsprechenden Residualvariablen und Λ_{yh0} sowie Λ_{xk0} die Lokationsparameter³⁸⁴.

Reflektive Operationalisierung:

$$\mathbf{y}_h = \Lambda_{yh0} + \Lambda_{yh} \boldsymbol{\eta} + \boldsymbol{\delta}_{yh} \quad (19.2)$$

$$\mathbf{x}_k = \Lambda_{xk0} + \Lambda_{xk} \boldsymbol{\xi} + \boldsymbol{\delta}_{xk} \quad (19.3)$$

Bei einer Operationalisierung im *Modus B* sind das endogene und das exogene Messmodell entsprechend der Gleichungen 19.4 und 19.5 formalisierbar. Hier enthalten π_{yh} und π_{xk} die multiplen Regressionskoeffizienten. $\boldsymbol{\delta}_y$ und $\boldsymbol{\delta}_x$ stehen für die zugehörigen Messfehlerterme³⁸⁵.

³⁸²Vgl. Ringle (2004a) S. 18-29 sowie Jöreskog/ Wold (1982) S. 8.

³⁸³Vgl. z.B. Fornell/ Bookstein (1982), S. 440ff. sowie Huber et al. (2007), S. 4.

³⁸⁴Vgl. Fornell/ Bookstein (1982), S. 440ff. sowie Huber et al. (2007) S. 4.

³⁸⁵Vgl. Fornell/ Bookstein (1982), S. 440ff. sowie Huber et al. (2007), S. 5.

Formative Operationalisierung:

$$\boldsymbol{\eta} = \boldsymbol{\pi}_{\boldsymbol{\eta}\mathbf{0}} + \sum_h (\pi_{yh} \mathbf{y}_h) + \boldsymbol{\delta}_y \quad (19.4)$$

$$\boldsymbol{\xi} = \boldsymbol{\pi}_{\boldsymbol{\xi}\mathbf{0}} + \sum_k (\pi_{xk} \mathbf{x}_k) + \boldsymbol{\delta}_x \quad (19.5)$$

Stehen mindestens eine LV im *Modus A* und mindestens eine LV im *Modus B* in Bezug zueinander, spricht Wold von *Modus C*. Je nachdem ob die endogene(n) LV formativ und die exogene(n) LV reflektiv operationalisiert sind oder umgekehrt folgt *Modus C_{yx}* oder *Modus C_{xy}*³⁸⁶.

Da es eine Vielzahl an Varianten für PLS-Algorithmen gibt, ist die zugehörige Literatur divers. Hier wird der Basisalgorithmus von Wold vorgestellt, auf dem die vorliegende empirische Untersuchung beruht³⁸⁷. Der Algorithmus nutzt so genannte Gewichte („*weights*“) als Hilfsvariablen, die gemeinsam mit den Konstruktwerten in einem iterativen Prozess soweit angepasst werden, dass die Konstrukte bestmöglich in das Strukturmodell und in die Messmodelle passen. Ziel der Schätzung ist die Minimierung der Varianz der Fehlerterme aller abhängigen Variablen³⁸⁸. Beispielhaft zeigt Formel 19.6 die Herleitung der Gewichte durch Einsetzen von Gleichung 19.1 in Gleichung 19.2. Anschließend werden $\boldsymbol{\mu}_{y\mathbf{0}} = \boldsymbol{\Lambda}_{y\mathbf{h}\mathbf{0}} + \boldsymbol{\Lambda}_{yh} \boldsymbol{\tau}_0$ als Lokationsparameter und $\boldsymbol{\delta}_{yh}^* = \mathbf{v}_{yh} + \boldsymbol{\Lambda}_{yh} \boldsymbol{\zeta}$ als Residualparameter zusammengefasst (Formel 19.7) und das Gewicht ω_{yh} definiert als $\omega_{yh} = \boldsymbol{\Lambda}_{yh} \boldsymbol{\tau}_1$ (vgl. Gleichung 19.8).

$$\mathbf{y}_h = \boldsymbol{\Lambda}_{yh\mathbf{0}} + \boldsymbol{\Lambda}_{yh} [\boldsymbol{\tau}_0 + \boldsymbol{\tau}_1 \boldsymbol{\xi}_1 + \boldsymbol{\zeta}] + \boldsymbol{\delta}_{yh} \quad (19.6)$$

$$\mathbf{y}_h = \boldsymbol{\mu}_{hy\mathbf{0}} + \boldsymbol{\Lambda}_{yh} \boldsymbol{\tau} \boldsymbol{\xi} + \boldsymbol{\delta}_{yh}^* \quad (19.7)$$

$$\mathbf{y}_h = \boldsymbol{\mu}_{yh\mathbf{0}} + \omega_{yh} \boldsymbol{\xi} + \boldsymbol{\delta}_{yh}^* \quad (19.8)$$

Gleichung 19.7 stellt einen zentralen Zusammenhang her, so werden die **endogenen** Konstrukte direkt mit den Indikatoren der **exogenen** Konstrukte in Zusammenhang gebracht und umgekehrt (vgl. Abbildung 19.1). Deshalb können die Gewichte auch als Hilfsgrößen für den Informationsaustausch zwischen den Blöcken beschrieben werden, Wold bezeichnet den Zusammenhang als:

³⁸⁶Vgl. Jöreskog/ Wold (1982), S. 11.

³⁸⁷Die Erklärung des Algorithmus basiert auf Wold (1982).

³⁸⁸Endogene LV, formativ operationalisierte exogene LV sowie die MV von reflektiv operationalisierten LV.

"causal-predictive relations (SELV) of the endogenous indicators in terms of the exogenous LV. (...) The inner relations of a soft model are vehicles for a give and take of information between the various blocks of observables. The weight relations exploit part of the information involved in a give-and-take process, and this partial information provides explicit estimates of the LV's; each LV is a weighted aggregate of its indicators, with weights determined by the weight relations.³⁸⁹"

Für die verschiedenen Modi sind vier Versionen der Gewichts-Beziehung (*weight relation*) definierbar, wobei Modi C_{yx} und C_{xy} wiederum Kombinationen der Modi A und B sind. *Modus A* kann formal gemäß den Formeln 19.9 und 19.10 beschrieben werden, *Modus B* gemäß den Formeln 19.11 und 19.12.

$$\mathbf{y}_h = \omega_{yh}\boldsymbol{\xi} + \delta_{yh} \quad (19.9)$$

$$\mathbf{x}_k = \omega_{xk}\boldsymbol{\eta} + \delta_{xk} \quad (19.10)$$

$$\boldsymbol{\xi} = \left(\sum_h \omega_{yh}\mathbf{y}_h \right) + \delta_{\mathbf{y}} \quad (19.11)$$

$$\boldsymbol{\eta} = \left(\sum_k \omega_{xk}\mathbf{x}_k \right) + \delta_{\mathbf{x}} \quad (19.12)$$

Die Schätzung kann in drei Stufen erklärt werden. Die erste Stufe wird hier als das „Herz“ der Analyse genauer beschrieben, auf ihr werden die Gewichte mit dem Ziel geschätzt, die LV bei minimalem Residualparameter zu bestimmen. Mit diesen LV werden auf der zweiten Stufe die Faktorladungen und die Pfadkoeffizienten mittels einer OLS-Regression bestimmt. Schließlich wird auf der dritten Stufe die Standardisierung der MV fallengelassen und sowohl die Mittelwerte der LV und als auch die Ortungsparameter berechnet.

Stufe 1 (Iterative Schätzung der LV)

Zuerst werden die Gleichungssysteme auf ihre systematischen Bestandteile reduziert, indem alle MV so standardisiert werden, dass ihr Mittelwert 0 und ihre Standardabweichung 1 ist („*Standardisation for scale unambiguity*“, *SSU*). Da der iterative Teil des Algorithmus einen Startwert für die LV benötigt, werden diese anschließend mit willkürlich gewählten Gewichten (z.B. gemäß den Formeln 19.15 und 19.16) geschätzt. Dieser Rechenschritt wird

³⁸⁹Jöreskog/ Wold (1982), S. 10.

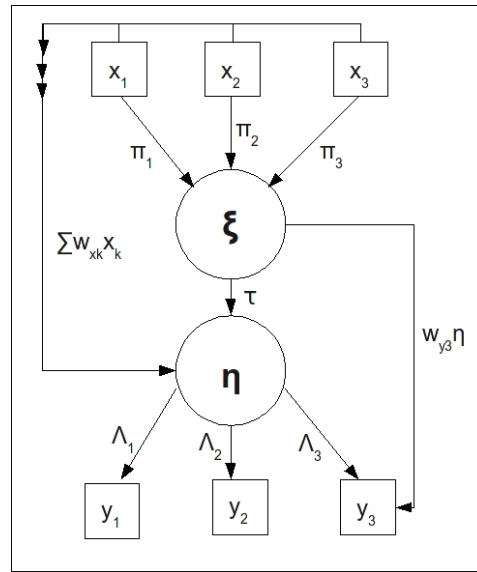


Abbildung 19.1.: Prinzip der Gewichte als Hilfsgrößen, eigene Darstellung

mit $s = 1$ bezeichnet. Die Schätzwerte für die LV werden folgend mit \mathbf{X} und \mathbf{Y} beschrieben, um sie von den resultierenden Konstrukten abzugrenzen. Der Index $h = 1, 2, \dots, K_1$ bezieht sich auf die Anzahl von Indikatoren von \mathbf{Y} und der Index $k = 1, 2, \dots, K_2$ auf die Anzahl von Indikatoren von \mathbf{X} .

Start, $s = 1$: Wähle ein $1 \leq k \leq K_2$, setze $k = k_0$ und berechne:

$$\mathbf{X} = \text{est}\boldsymbol{\xi} \quad (19.13)$$

$$\mathbf{Y} = \text{est}\boldsymbol{\eta} \quad (19.14)$$

$$\omega_{yk}^{(1)} = 1 \quad \text{für } k = k_0 \quad (19.15)$$

$$\omega_{yk}^{(1)} = 0 \quad \text{für } k \neq k_0 \quad (19.16)$$

Schließe von s auf $s + 1$

Es folgt die Iterationsstufe, betitelt mit $s + 1$. Hier werden ausgehend von den Ergebnissen des 1. Rechenschritts s iterativ zunehmend bessere Gewichte mit der OLS-Methode geschätzt und die Residualvariable minimiert. Im *Modus A* wird für jede einzelne MV als Regressor und einer Summe gewichteter LV als Regressand eine einfache Regression durchgeführt. Im *Modus B* unternimmt man eine multiple Regression mit der gewichteten Summe der LV als Regressor und den MV als Regressanden³⁹⁰. Der Algorithmus wird hier im *Mo-*

³⁹⁰Vgl. Meissner/ Uhle-Fassing (1982), S.10.

dus C_{xy} gemäß den Gleichungen 19.17 und 19.18 gezeigt, das heißt die Schätzungen für \mathbf{X} und \mathbf{Y} beruhen auf folgendem Zusammenhang:

$$\mathbf{X} = \left(\sum_h \omega_{yh} \mathbf{y}_h \right) + \boldsymbol{\delta}_y \quad (19.17)$$

$$\mathbf{x}_k = \omega_{xk} \mathbf{Y} + \boldsymbol{\delta}_{xk} \quad (19.18)$$

Der iterative Teil umfasst den Schluss von s auf $s+1$ und besteht aus vier Unterschritten. Folgend werden Schätzungen aus der Vorrunde mit (') gekennzeichnet und Schätzungen aus $s+1$ mit (").

1. Für die Schätzung besserer Gewichte werden die LV der Vorrunde genutzt. In der ersten Iterationsrunde gehen die LV in die Schätzung ein, die mit den willkürlich gewählten Gewichten berechnet wurden. \mathbf{X}'' wird also mit \mathbf{X}' gleichgesetzt.
2. Mit \mathbf{X}_n'' und der Formel 19.19 werden verbesserte Gewichte ω_{yh}'' durch multiple Regression geschätzt, dabei werden die Residualvariablen minimiert. Mit den resultierenden Gewichten ω_{yh}'' kann die LV neu berechnet werden, \mathbf{X}' wird auf den entsprechenden Wert gesetzt.
3. \mathbf{Y}' wird nach den gleichen Regeln wie \mathbf{X}' bestimmt. \mathbf{Y}'' wird mit \mathbf{Y}' gleichgesetzt.
4. Mit \mathbf{Y}'' werden mit der Formel 19.20 verbesserte Gewichte ω_{xk}'' durch einfache OLS-Regressionen (für alle Indikatoren eine Regression) berechnet. Mit den resultierenden Gewichten ω_{xk}'' kann die LV neu berechnet werden, \mathbf{Y}' wird auf den entsprechenden Wert gesetzt.

$$\mathbf{X}'' = \sum_h (\omega_{yh}'' \mathbf{y}_{hn}) + \mathbf{d}_{yh}'' \quad (19.19)$$

$$\mathbf{x}_k = \omega_{xk}'' \mathbf{Y}'' + \mathbf{d}_{xk}'' \quad (19.20)$$

Die Iteration wird so lange fortgeführt, bis eine Konvergenz erreicht ist:

$$\left| \omega' - \omega'' \right| < 10^{-5} \quad \text{oder} \quad (19.21)$$

$$\left| (\omega' - \omega'') / \omega' \right| < 10^{-5} \quad (19.22)$$

Indem die exogene LV im Iterationsschritt mit den Indikatoren der endogenen LV bestimmt wurde und umgekehrt, wurde eine Maximierung der Korrelation zwischen den LV im Strukturmodell herbeigeführt und zwar unter der Bedingung möglichst kleiner Residualvariablen im Messmodell.

19.1.3. Die Beurteilung der Güte einer PLS-Analyse

PLS schätzt die Parameter des Strukturmodells und die Parameter des Messmodells simultan. Trotzdem erfolgt die Bewertung der Modellgüte i.d.R. sequenziell. Zuerst wird die Reliabilität der erhobenen Daten und die Validität der Messmodelle bewertet, anschließend die Güte des Strukturmodells³⁹¹. Der Abschnitt gliedert sich in diese Bewertungsschritte, zuerst werden allerdings die für die PLS-Analyse wesentlichen Methoden des *Bootstrapping* und *Blindfolding* erklärt.

Die Hilfsprozedur Bootstrapping und die t-Statistik Bootstrapping bedeutet sinngemäß „sich an den eigenen Haaren aus dem Sumpf ziehen“. Auf die Statistik übertragen, sollen mit der Bootstrap-Methode die Eigenschaften einer Stichprobe mit Hilfe derselben bestimmt werden. Ausgangspunkt ist der Versuch, Erkenntnisse über die Verteilung eines Stichprobenmittelwerts $\theta(X_1, X_2, \dots, X_n)$ zu gewinnen. Sein Standardfehler wird hier definiert als Standardabweichung bei gleich großen Zufallsstichproben einer Grundgesamtheit F ³⁹². Ziel der Bootstrap-Methode ist es, diese Parameter zu generieren, um mit ihnen Signifikanzaussagen zu treffen. Bekannt sind die Beobachtungswerte $X_1 = x_1; X_2 = x_2, \dots, X_n = x_n$ bei einem Stichprobenumfang n . Anschließend definiert Efron (1982) $\hat{\theta}(X_1^*, X_2^*, \dots, X_n^*)$ aus einer Grundgesamtheit $\hat{F} = F$, dabei sind die X_i^* Stichproben des Umfangs n , die B -mal aus F mit Zurücklegen gezogen werden³⁹³. Es folgen B „Bootstrap-Kopien“ (*bootstrap replications*) $\hat{\theta}_1^*, \hat{\theta}_2^*, \dots, \hat{\theta}_B^*$ mit denen anschließend die Standardabweichung \widehat{SD} von θ und der t -Wert berechnet werden können³⁹⁴:

³⁹¹Vgl. Hulland (1999), S. 198.

³⁹²Vgl. Bortz (2005), S.90.

³⁹³Vgl. Efron (1982), S.2.

³⁹⁴Vgl. Bortz (2005), S. 141.

$$\widehat{SD} = \left(\frac{1}{B-1} \sum_{b=1}^B [\theta_B^* - \theta^*] \right) \quad (19.23)$$

$$\theta^* = \frac{1}{B} \sum_{b=1}^B \theta_B^* \quad (19.24)$$

$$t = \frac{\widehat{x}}{\widehat{SD}} \quad (19.25)$$

Blindfolding/ Stone-Geisser-Test Der Stone-Geisser-Test gibt unmittelbar Aufschluss über die prediktive Relevanz eines Modells³⁹⁵. Er beruht auf der Idee der Kreuzvalidierung (*cross-validation*)³⁹⁶, d.h. eine Stichprobe vom Umfang n wird in alle möglichen Teilstichproben vom Umfang $n-1$ (*construction sample*) und den zugehörigen Teilstichproben vom Umfang n (*validation sample*) zerlegt³⁹⁷. Stone erweitert diesen Prozess um eine Bewertung der Schätzrelevanz und misst die Modellgüte an alternativen „trivialen“ Modellen. Auf Grundlage von $n-1$ Datenpunkten werden die Modellparameter neu bestimmt und der ausgelassene Datenpunkt wird prognostiziert. Die Schätzung wird anschließend mit einer trivialen Vorhersage verglichen, indem der ausgelassene Datenpunkt als Mittelwert der übrigen Daten dieser Kategorie vorhergesagt wird. Anschließend wird der ausgelassene Datensatz wieder eingefügt und der nächste Datensatz ausgelassen, so lange bis jeder Datensatz einmal ausgelassen wurde. Das Q^2 -Kriterium berechnet sich anschließend zu³⁹⁸:

$$Q^2 = 1 - \frac{\sum (\text{error of blindfolded predictions})^2}{\sum (\text{error of trivial predictions})^2} \quad (19.26)$$

Gütekriterien des reflektiven Messmodells In Bezug auf die Ladungen der Indikatoren akzeptieren viele Forscher als Daumenregel Werte ab 0,7. Da die Ladungen den Korrelationen entsprechen, zeigt der Wert an, dass mindestens 50 % der Varianz der MV auf die LV zurückgeführt werden kann³⁹⁹. Die t-Werte sollten bei einem einseitigen Hypothesentest

³⁹⁵Vgl. Meissner/ Uhle-Fassing (1982), S.14-15.

³⁹⁶Die Ausführungen beziehen sich auf Stone (1974). Geisser gelangte unabhängig von Stone zu einer Beschreibung der Methode („Predictive Sample Reuse Method“), vgl. Discussion of Professor Stone's Paper, S. 141.

³⁹⁷Vgl. Stone (1974), S. 111 ff.

³⁹⁸Vgl. Lohmöller/ Wold (1982), S. 11f.

³⁹⁹In der Forschungspraxis sind nicht selten Indikatoren mit geringerer Ladung anzutreffen, Ergebnisse auf Basis von Indikatoren mit geringer Reliabilität müssen allerdings mit Vorsicht interpretiert werden, vgl. Hulland (1999), S. 199.

Modell	Ladung	t-Wert	Q^2	AEV	Reliabilität	Pfadkoeffizient	R^2	VIF
Reflektives Messmodell	< 0,7	< 1,66	< 0	< 0,6	< 0,7			
Strukturmodell		1,98	< 0			0,1	> 0,3	< 10

Tabelle 19.2.: Gütekriterien

Werte $> 1,66$ aufweisen (5 % Signifikanzniveau)⁴⁰⁰. Ferner kann für die Modellbeurteilung das aus der Faktoranalyse bekannte Maß der *Faktorreliabilität* (ρ_c) genutzt werden. Sie kann Werte zwischen 0 und 1 annehmen, Werte über 0,7 werden als akzeptabel betrachtet⁴⁰¹. Ergänzend misst das von Fornell und Larcker (1981) vorgeschlagene Kriterium die durchschnittlich erfasste Varianz (*AVE*). Unterschreitet die AVE einen Wert von 0,5, ist die Varianz aufgrund des Messfehlers höher als der Anteil erklärter Varianz⁴⁰². Huber schlägt als konservatives Bewertungskriterium einen Mindestwert von 0,6 vor⁴⁰³. Mit Hilfe der AVE kann weiterhin die Diskriminanzvalidität bewertet werden. Dieses Kriterium ist erfüllt, wenn die gemeinsame Varianz einer LV mit ihren MV größer ist als die gemeinsame Varianz mit den anderen LV⁴⁰⁴. Neben den genannten Kriterien eignet sich Stone-Geissners Q^2 (hier *Kommunalität*) zur Beurteilung der Schätzrelevanz.

Gütekriterien des formativen Messmodells Für die Beurteilung formativer Messmodelle sind in einem ersten Schritt gleichfalls die Gewichte und die Signifikanz zu betrachten. Allerdings sind im Fall einer formativen Operationalisierung alle Variablen erklärungsrelevant und es kann nicht allein aufgrund geringer Gewichte bzw. Signifikanzen eine Entfernung der MV aus dem Modell folgen. Um eine ausreichende Diskriminanzvalidität sicherzustellen, sollten die Korrelationen in der Korrelationsmatrix der LV alle $< 0,9$ sein. Schließlich sollten die MV auf Multikollinearität untersucht werden. Dies kann mit Hilfe einer (einfachen oder multiplen) Regression erfolgen, bei welcher jeweils eine der MV durch die übrigen ausgedrückt wird. Werte > 10 für den VIF deuten auf eine hohe Multikollinearität hin⁴⁰⁵.

Gütekriterien des Strukturmodells Für eine Beurteilung auf Strukturmodellebene lässt sich das Bestimmtheitsmaß R^2 ermitteln. Nach Chin (1998) kann ein Bestimmtheitsmaß von 0,67 als „substanziell“ bezeichnet werden, während Ergebnisse in Höhe von 0,33 und 0,19 als „durchschnittlich“ bzw. „schwach“ einzustufen sind. Huber wählt ein R^2 in Höhe von 0,3 als

⁴⁰⁰Vgl. Huber et al. (2007), S. 35.

⁴⁰¹Vgl. Huber et al. (2007), S. 36.

⁴⁰²Vgl. Fornell/ Larcker (1981), S. 46.

⁴⁰³Vgl. Huber et al. (2007), S. 35.

⁴⁰⁴Vgl. Fornell/ Larcker (1981), S. 46.

⁴⁰⁵Vgl. Huber et al. (2007), S. 28-39.

Orientierung für ein Mindestmaß⁴⁰⁶. Weiterhin kann mittels der Effektstärke f^2 untersucht werden, ob eine exogene LV einen substantiellen Einfluss auf eine endogene LV ausübt. Zu diesem Zweck wird das Bestimmtheitsmaß der endogenen LV unter Einschluss und unter Ausschluss der betrachteten exogenen LV ermittelt und die Werte zueinander ins Verhältnis gesetzt. Nach Cohen zeigen f^2 -Werte von 0,02, 0,15 und 0,35 einen geringen, mittleren oder großen Einfluss der exogenen LV auf die endogene LV⁴⁰⁷. Die Schätzrelevanz wird mit dem eingangs beschriebenen Stone-Geisser-Test geprüft und nicht zuletzt muss anhand der Bootstrap-Methode und einem t-Test festgestellt werden, ob es sich bei den ermittelten Beziehungen um statistisch signifikante Ergebnisse handelt⁴⁰⁸. Ferner sind Pfadkoeffizienten $> 0,1$ akzeptabel⁴⁰⁹. Tabelle 19.2 fasst die Gütekriterien des Strukturmodells und des reflektiven Messmodells zusammen.

⁴⁰⁶Vgl. Huber et al. (2007), S. 42-44 sowie Ringle (2004b), S. 19.

⁴⁰⁷Vgl. Ringle (2004b), S.20.

⁴⁰⁸Vgl. Ringle (2004a), S. 22.

⁴⁰⁹Vgl. Huber et al. (2007), S. 42-44.

20. Anwendung der PLS für die Umfrage zur Anreizregulierung

Um die Hypothesen aus Teil 3 und grundsätzliche theoretische Annahmen aus verschiedenen Blickwinkeln zu untersuchen, wurden zwei verschiedene PLS-Modelle aufgebaut.

Dem ersten Modell liegt die theoretische These zu Grunde, dass Analysen in investitionsgetriebene Maßnahmen auf der einen und durch Arbeitsaufwand dominierte Maßnahmen auf der anderen Seite zu untergliedern sind. Annahme ist, dass die beiden Handlungsfelder von der Regulierung in unterschiedlicher Weise beeinflusst werden und sie darüber hinaus die Entwicklung der Qualität auf verschiedene Weise beeinflussen.

Das zweite Modell stellt die Eigenschaften der Regulierung der Einschätzung bezüglich der Entwicklung der Versorgungsqualität direkt gegenüber — ohne den „Umweg“ über die Handlungsfelder. Dies erscheint insbesondere für die langfristige Qualitätsentwicklung erforderlich, da bezüglich der Bewertung der Handlungsfelder in der Umfrage der Trend der letzten drei Jahre vor Durchführung der Befragung maßgeblich war. Es ist jedoch möglich, dass die Unternehmen bei der langfristigen Bewertung bereits einen anderen Trend vor Augen hatten, der sich ihrer Auffassung nach aufgrund des Regulierungskonzeptes einstellen wird. Deshalb können Informationen verloren gehen, wenn der direkte Bezug zwischen Regulierung und Qualitätsentwicklung nicht hergestellt wird. Diese Aspekte treffen für die kurzfristige Einschätzung nicht in diesem Maße zu, trotzdem wird auch für die Entwicklung in den kommenden drei Jahren eine entsprechende Analyse vorgenommen. Das Modell wird darüber hinaus im Vergleich zum ersten Modell um den Aspekt der Planungssicherheit ergänzt. Eine solche Untersuchung war in Modell 1 aufgrund der zu hohen zusätzlichen Komplexität mit der gegebenen Stichprobengröße nicht möglich.

20.1. Modell 1: Effort vs. Invest

Abbildung 20.1 zeigt den Aufbau des ersten Modells. Den Bezeichnungen der Konstrukte und Indikatoren ist in Klammern die Nummer der Frage (Fragebogen siehe Anhang B) beigelegt, um eine eindeutige Zuordnung sicherzustellen. Bezüglich der Bezeichnungen wird

Indikator/ Konstrukt/ Pfad	Q^2	R^2	AEV	Reliabilität	Pfadkoeffizient	t-Wert	Signifikanzniveau
Dauer	0,21	22,4 %	/	/	/	/	/
Inv	0,23	33,0 %	0,70	0,82	/	/	/
Q-lang	0,31	31,1 %	/	/	/	/	/
Q-kurz-v	0,27	27,6 %	/	/	/	/	/
Q-kurz-z	0,28	26,5 %	/	/	/	/	/
Q-Faktor - Dauer	/	/	/	/	-0,539	3,893	***
Q-Faktor - Inv	/	/	/	/	0,224	1,938	*
Anr-Kost - Dauer	/	/	/	/	-0,179	1,551	nicht signifikant
Anr-Kost - Inv	/	/	/	/	-0,237	2,527	**
RoR - Dauer	/	/	/	/	0,057	0,030	nicht signifikant
RoR - Inv	/	/	/	/	0,276	2,467	**
Dauer - Q-lang	/	/	/	/	-0,130	0,997	nicht signifikant
Dauer - Q-kurz-v	/	/	/	/	-0,308	3,326	***
Dauer - Q-kurz-z	/	/	/	/	-0,172	1,317	nicht signifikant
Inv rel - Inv	/	/	/	/	0,843	4,008	***
Inv abs - Inv	/	/	/	/	0,841	3,547	***
Inv - Q-lang	/	/	/	/	0,495	4,155	***
Inv - Q-kurz-v	/	/	/	/	0,325	3,885	***
Inv - Q.kurz-z	/	/	/	/	0,424	4,048	***

Tabelle 20.1.: Gütekriterien und Parameter des 1. Modells

auf die Abkürzungen aus Tabelle 18.1 zurückgegriffen. Eine Ausnahme bildet $Q - kurz$, da in der PLS-Analyse zusätzlich die Entwicklung in der nahen Vergangenheit einbezogen wird. Deshalb kennzeichnet $Q - kurz - v$ die Entwicklung der vergangenen drei Jahre und $Q - kurz - z$ die Entwicklung in der nahen Zukunft. Zudem fasst das Konstrukt Inv als investitionsgetriebene Maßnahmen die Indikatoren $Inv - rel$ und $Inv - abs$ zusammen. In der Abbildung ist als zusätzliche Information das Bestimmtheitsmaß R^2 angegeben. Auf den Pfaden sind jeweils die Pfadkoeffizienten und in Klammern der t-Wert verzeichnet. Die relevanten Parameter und Gütekriterien sind in Tabelle 20.1 zusammenfasst⁴¹⁰: Die Prognoserelevanz zeigt der Parameter Q^2 , so besitzt das Modell Schätzkraft bezüglich der jeweiligen Konstrukte wenn der Wert größer Null ist. Auch das Bestimmtheitsmaß R^2 ist für jede einzelne Schätzung genannt. Bei den Pfadkoeffizienten, die wie Regressionskoeffizienten zu interpretieren sind, wurde die Standardisierung nicht aufgehoben, so dass alle Werte zwischen 0 und 1 liegen. Da nicht die Schätzung absoluter Werte im Fokus stand, sondern Aussagen über die relativen Bedeutungen der Konstrukte getroffen werden sollten, stellt die Standardisierung die Vergleichbarkeit der Werte sicher.

Bezüglich des Bestimmtheitsmaßes sind die Ergebnisse als durchschnittlich zu bezeichnen. Das ist nicht überraschend, da zu erwarten war, dass die untersuchten Konstrukte und hier

⁴¹⁰Die t-Werte wurden mit einer Bootstrapping-Prozedur und 6.000 Wiederholungen ermittelt; Signifikanzniveau: * = 10 %, ** = 5 %, *** = 1 %.

insbesondere die Handlungsfelder neben der Regulierung durch eine Reihe weiterer Faktoren beeinflusst werden. Jedoch kann für die vorliegende Untersuchung ein durchschnittliches Bestimmtheitsmaß akzeptiert werden, da es nicht Ziel der Analyse war, die Konstrukte möglichst gut zu erklären, sondern die relative Bedeutung ausgewählter Einflussfaktoren besser zu verstehen. Weiterhin liegt die Redundanz mit Werten zwischen 0,21 und 0,31 deutlich über Null, so dass dieses Gütekriterium erfüllt ist und das Modell Prognosekraft besitzt.

Werden die Zusammenhänge betrachtet, so kann festgestellt werden, dass hinsichtlich der Störungsdauer ausschließlich zum Vorhandensein einer Qualitätsregulierung ein signifikanter Pfadkoeffizient besteht. Jener ist allerdings relativ hoch (-0,539) und auf 1 % Niveau signifikant. Dies ist so zu interpretieren, dass das Vorhandensein einer Qualitätsregulierung einen signifikanten Einfluss darauf hatte, wenn die Störungsdauer in den letzten drei Jahren verringert wurde.

Ein vollkommen anderes Bild ergibt sich bezüglich des Investitionsverhaltens. Hier sind sowohl Qualitätsregulierung als auch die Kostensenkungsanreize und eine RoR-Regulierung bedeutsam. Der stärkste Zusammenhang besteht mit der RoR-Regulierung (0,276***), jedoch weisen Kostensenkungsanreize und Qualitätsregulierung mit respektive -2,37 ** und 0,224* einen annähernd gleich hohen Pfadkoeffizienten auf, wobei der systematische Zusammenhang zur Qualitätsregulierung in diesem Modell angesichts eines t-Werts von 1,938 empirisch nicht ausreichend belegt werden kann. Als Interpretation folgt, dass die Investitionsanreize mit steigenden Kostensenkungsanreizen sinken. Anders als die Entwicklung der Störungsdauer hat das Investitionsverhalten mit einem Pfadkoeffizienten von 0,495*** den stärksten Effekt auf die Einschätzung der langfristigen Qualitätsentwicklung. Darüber hinaus zeigt sich gleichfalls auf 1 %-Signifikanzniveau ein Einfluss auf die Entwicklung der Qualität in naher Zukunft (0,424) und auf die Tendenz in den letzten drei Jahren vor Durchführung der Umfrage (0,325).

Insgesamt stützt das Modell die These von Kidokoro, dass bei der Bewertung von Regulierungssystemen zwischen „effort-related“ und „investment-related“ zu unterscheiden ist. Diesbezüglich wurde angenommen, dass die Entwicklung der Störungsdauer vor allem durch den Arbeitsaufwand beeinflusst werden kann. Es zeigte sich dann, dass die Qualitätsregulierung einen nennenswerten signifikanten Effekt auf die Störungsdauer hat, der Einfluss letzterer jedoch die Einschätzung der (langfristigen) zukünftigen Entwicklung der Qualität nicht systematisch beeinflusst. Demgegenüber zeigte das Investitionsverhalten eine signifikante Abhängigkeit von dem Vorhandensein einer RoR-Regulierung und den Kostensenkungsanreizen, während der Einfluss einer Qualitätsregulierung nur auf einem 10 %-Niveau signifikant war. Hier kann vermutet werden, dass unabhängig von möglichen Pönalen und Bonifikationen vor allem die erzielbaren Kapitalrenditen entscheidungsrelevant sind.

Treffen die Indikationen aus dem ersten Modell zu, können folgende Schlussfolgerungen für Regulierungskonzepte getroffen werden:

- Eine Qualitätsregulierung kann eine Reduktion der Störungsdauer bewirken, während der systematische Einfluss auf Investitionen hier nicht ausreichend belegt werden kann. Insofern kann kurzfristig eine Erhöhung der Qualität folgen, wenn dieser Effekt nicht durch eine zunehmende Störungshäufigkeit nivelliert wird. Schlussfolgerungen für die langfristige Qualitätsentwicklung können daraus nicht gezogen werden.
- Eine RoR-Regulierung der Kapitalkosten wirkt sich positiv auf die Investitionsanreize aus. Demgegenüber haben Kostensenkungsanreize einen negativen Effekt. Je nachdem in welchem Verhältnis diese beiden Aspekte stehen, beeinflusst die Regulierung die Entwicklung der Qualität positiv oder negativ.

20.2. Modell 2: Regulierung - Qualität

Die Belastbarkeit dieser vorläufigen Schlussfolgerungen werden im zweiten Modell weitergehend untersucht. Als wesentliche Ergänzung umfasst das neue Modell die Planungssicherheit, welche wie folgt modelliert ist:

- Das Konstrukt Planungssicherheit ist reflektiv über die beiden Indikatoren „Unsicherheit über Änderungen in den folgenden fünf Jahren“ und „Einschätzung des regulatorischen Risikos“ definiert.
- Es wird angenommen, dass die Verständlichkeit des Regulierungssystems einen relevanten Einfluss auf die Planungssicherheit hat.
- Das Konstrukt „Verständlichkeit des Regulierungssystems“ ist formativ über die beiden Indikatoren „Güte von Erklärungen der Regulierungsbehörde“ und „Ausreichende Datenverfügbarkeit“ definiert.
- Zudem wird angenommen, dass die Transparenz der Regulierungsziele und die Erfahrungen mit (unvorhergesehenen) Änderungen die aktuelle Bewertung der Planungssicherheit beeinflussen.

Die übrigen Einflussfaktoren auf die Einschätzung der kurz- und langfristigen Qualitätsentwicklung sind mit denen aus Modell 1 identisch. So werden neben den bereits aufgeführten Abkürzungen folgende Kürzel verwendet:

- *Plan* für das Konstrukt Planungssicherheit;
- *Mod – v* für unerwartete Anpassungen in den vergangenen drei Jahren;

Indikator/ Konstrukt/ Pfad	Q^2	R^2	AEV	Reliabilität	Pfadkoeffizient	t-Wert	Signifikanzniveau
Q-lang	0,66	65,6 %	/	/	/	/	/
Q-kurz-z	0,333	32,3 %	/	/	/	/	/
Plan	0,152	22,6 %	0,66	0,79	/	/	/
Plan - Risk-1	0,152	22,6 %	/	/	/	/	/
Plan - Risk-2	0,152	22,6 %	/	/	/	/	/
Trans-2 - Trans		/	/	/	0,646	2,590	***
Trans-1 - Trans		/	/	/	0,519	1,857	*
Mod-v - Plan		/	/	/	0,188	1,644	nicht signifikant
Trans - Plan		/	/	/	0,30	2,815	***
Trans-Ziele - Plan		/	/	/	0,216	2,256	**
Plan - Q-lang		/	/	/	0,215	3,087	***
Plan - Q-kurz-z		/	/	/	0,277	2,556	**
RoR - Q-lang		/	/	/	0,367	3,374	***
RoR - Q-kurz-z		/	/	/	0,180	1,037	nicht signifikant
Anr-Kost - Q-lang		/	/	/	-0,021	0,234	nicht signifikant
Anr-Kost - Q-kurz-z		/	/	/	-0,070	0,725	nicht signifikant
Q-Faktor- Q-lang		/	/	/	0,425	3,657	***
Q-Faktor- Q-kurz-z		/	/	/	0,343	3,116	***

Tabelle 20.2.: Gütekriterien und Parameter des 2. Modells

- *Trans – Ziele* für die Transparenz der Regulierungsziele;
- *Trans* für das Konstrukt „Systemverständlichkeit“ und
- *Trans – 3* für die Nachvollziehbarkeit regulatorischer Entscheidungen.

Den konkreten Modellaufbau visualisiert Abbildung 20.2, die relevanten Parameter und Gütekriterien sind darüber hinaus in Tabelle 20.2 zusammengefasst.

Bemerkenswert ist zunächst das hohe Bestimmtheitsmaß für *Q – lang*, das mit 65,6 % als substantiell bezeichnet werden kann. Demgegenüber wird für die *Q – kurz – z* wiederum nur ein durchschnittliches R^2 von 32,3 % erzielt, der Wert für die Planungssicherheit ist schließlich nur als schwach zu bezeichnen. Damit kann wie im ersten Modell die Entwicklung der Qualität in langer Frist vergleichsweise am besten erklärt werden, was insbesondere konform mit den Hypothesen 1 und 2 ist:

- **Hypothese 1:** Investitionen, die vom erforderlichen Maß abweichen, um die Versorgungsqualität zu halten, beeinflussen diese kurzfristig nur gering.
- **Hypothese 2:** Investitionen, die vom erforderlichen Maß abweichen, um die Versorgungsqualität zu halten, beeinflussen diese langfristig merklich.

Insgesamt liegt die Redundanz mit Werten zwischen 0,152 und 0,66 über Null, so dass dem Modell eine Prognoserelevanz zugesprochen werden kann.

In Hinblick auf die Verständlichkeit des Systems ist der Einfluss einer hohen Datentransparenz anscheinend dominant. Weiterhin untermauert das Modell mit einem Pfadkoeffizienten von 0,306*** den systematischen Zusammenhang zwischen Planungssicherheit und Systemverständlichkeit. Während außerdem die Transparenz der Regulierungsziele einen signifikanten Effekt auf das Konstrukt *Plan* hat, ist der Einfluss der Systemstabilität in den vergangenen fünf Jahren nicht signifikant.

Insgesamt ist der Einfluss der Planungssicherheit in Modell 2 sowohl hinsichtlich der langfristigen als auch mit Blick auf die kurzfristige Entwicklung der Versorgungsqualität nicht zu vernachlässigen (Pfadkoeffizienten: respektive 0,215 und 0,27), wobei der langfristige Einfluss stärker ist. Damit werden die Hypothesen 6 und 10 gestützt.

Einen wesentlichen Unterschied zu Modell 1 weist das zweite Modell bezüglich des Einflusses der Qualitätsregulierung und hinsichtlich der Kostensenkungsanreize auf. Erstere wies in Modell 1 zwar einen nicht zu vernachlässigenden Pfadkoeffizienten zum Handlungsfeld „Investitionen“ auf, dieser war jedoch lediglich auf einem 10 % Niveau signifikant. Demnach konnte hier nicht von einem systematischen Zusammenhang ausgegangen werden und folgerichtig auch kein systematischer Zusammenhang mit der zukünftigen Qualitätsentwicklung in kurzer und langer Frist belegt werden. Anders als in Modell 1 wird in Modell 2 die Verbindung zur zukünftigen Qualitätsregulierung direkt untersucht: Hier zeigte die Analyse einen relativ hohen und auf einem 1 %-Niveau signifikanten Effekt der Qualitätsregulierung sowohl auf die Einschätzung der Qualitätsentwicklung in kurzer als auch in langer Frist. Somit kann der Zusammenhang hier bestätigt werden. Im Gegensatz dazu zeigte die Stärke der Kostensenkungsanreize, welche in Modell 1 das Handlungsfeld „Investitionen“ signifikant beeinflusst, in Modell 2 keinen systematischen direkten Effekt auf die zukünftige Qualitätsentwicklung.

Zusammenfassend sind die vorläufigen Schlussfolgerungen aus Modell 1 aufgrund der Resultate des zweiten Modells wie folgt zu modifizieren:

- Eine Qualitätsregulierung kann eine Reduktion der Störungsdauer bewirken, während der systematische Einfluss auf Investitionen nicht ausreichend belegt werden kann. Insofern kann kurzfristig eine Erhöhung der Qualität folgen, wenn dieser Effekt nicht durch eine zunehmende Störungshäufigkeit nivelliert wird. Eine Untersuchung des direkten Einflusses auf die Einschätzung der Versorgungsqualität zeigte zudem einen signifikanten Einfluss auf die Einschätzung der Qualitätsentwicklung sowohl in kurzer als auch in langer Frist. Es besteht weiterer Forschungsbedarf, um konkrete

Schlussfolgerungen für die langfristige Qualitätsentwicklung aufgrund einer Qualitätsregulierung ziehen zu können.

- Eine RoR-Regulierung der Kapitalkosten wirkt sich positiv auf die Investitionsanreize aus und beeinflusst insbesondere die langfristige Entwicklung der Qualität positiv.
- Die langfristige Entwicklung der Versorgungsqualität kann durch die aktuelle Regulierungspraxis wesentlich besser erklärt werden als kurzfristige Veränderungen. Hier ist erwähnenswert, dass vor allem das Handlungsfeld „Investitionen“ langfristig einen deutlicheren Einfluss hat als kurzfristig und das Vorhandensein einer RoR-Regulierung im zweiten Modell allein auf $Q - lang$ systematisch wirkte.

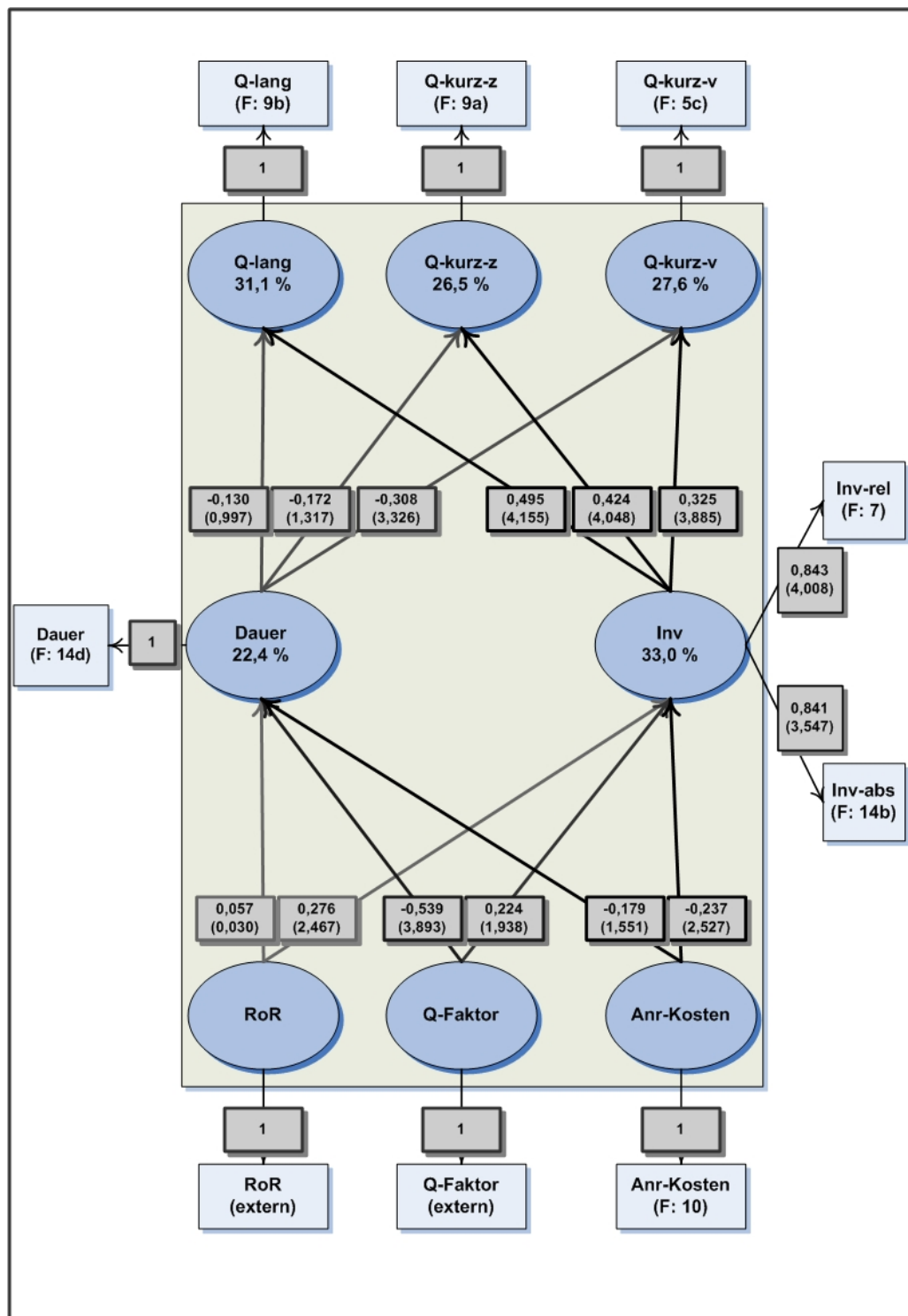


Abbildung 20.1.: PLS Modell 1: Effort vs. Invest

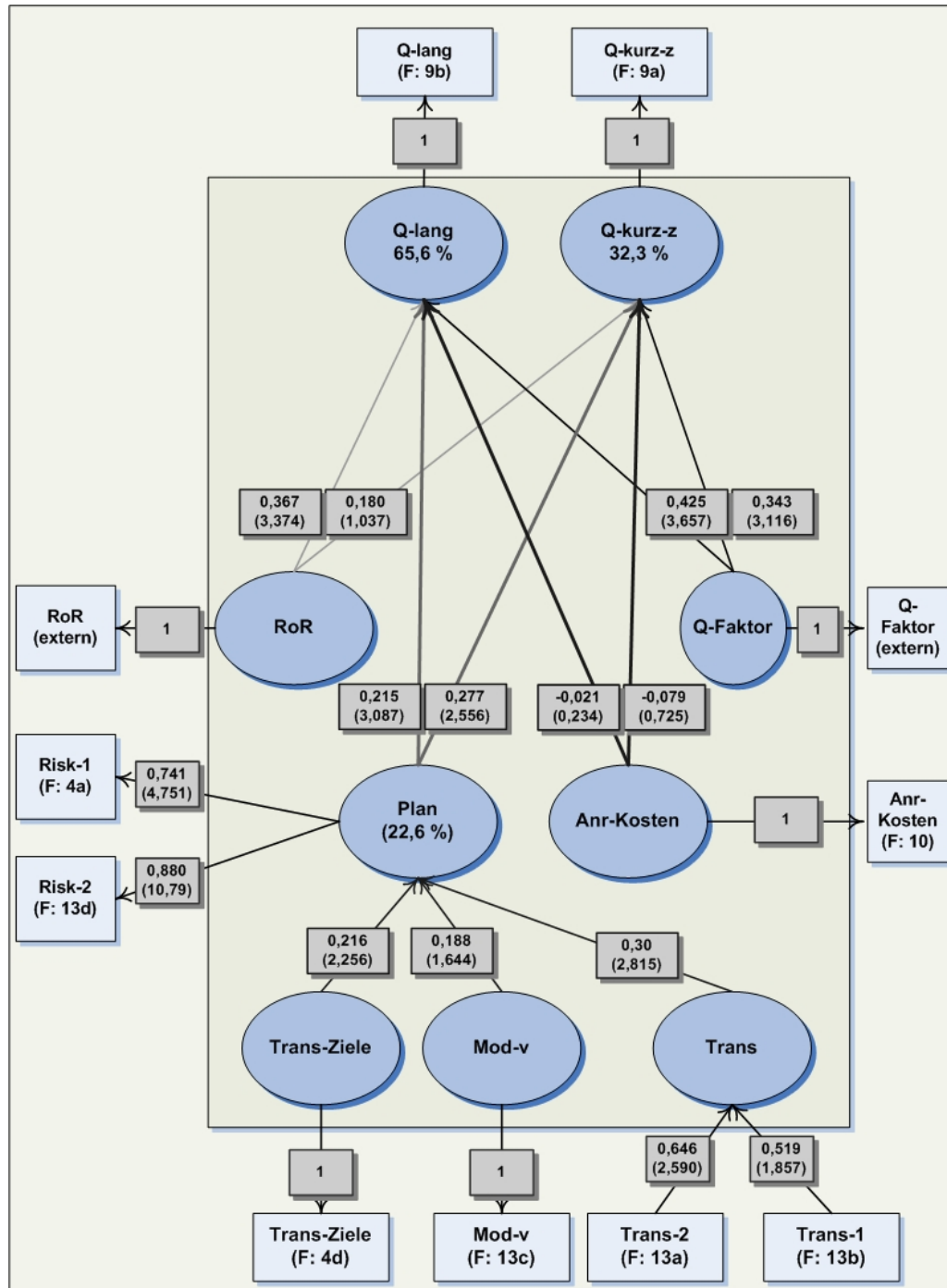


Abbildung 20.2.: PLS Modell 2: Regulierung - Qualität

21. Indikationen für Anpassungsempfehlungen für die Regulierung

Eine wichtige, übergreifende Schlussfolgerung ist, dass Regulierungsinstrumente wahrscheinlich eine sehr unterschiedliche Wirkungsweise bezüglich der operativen Maßnahmen (z.B. Verkürzung der Störungsdauer durch einen höheren Personaleinsatz) und hinsichtlich Investitionsentscheidungen haben. Dies impliziert Unterschiede für die mögliche Entwicklung der Versorgungsqualität in kurzer und in langer Frist, weshalb es irreführend sein kann, von aktuellen Trends auf die Nachhaltigkeit ebendieser zu schließen. So setzt ein nachhaltig konstantes Niveau der Versorgungsqualität oder eine nachhaltige Steigerung der Qualität ein ausreichendes Maß an Investitionen voraus, wobei auch Unterinvestitionen erst zeitverzögert einen sichtbaren Effekt haben.

Während einzelne Regulierungsinstrumente singulär einen merklichen Einfluss auf schnell wirksame Maßnahmen haben können, ist für ein adäquates Investitionsniveau die Gesamtheit des Regulierungssystems von Belang. Hier stellt sich die Herausforderung, ausgewogene Anreize zu setzen, die sowohl eine Verbesserung der statischen als auch eine Verbesserung der dynamischen produktiven Effizienz fördern. Dabei bestimmen die Investitionszyklen den Investitionsbedarf wesentlich. Zusätzlich stellt sich angesichts der 20/ 20/ 20 Ziele die Frage, wie sich der Bedarf angesichts der neuen Anforderungen an die Verteilnetze verändern wird („smart grids“).

Bezogen auf die Hypothesen aus Teil 2 können folgende Annahmen gemäß Tabelle 21.1 eher gestützt bzw. müssen hier abgelehnt werden.

Mit Blick auf das aktuelle Regulierungssystem in Deutschland weist die internationale Analyse darauf hin, dass eher ein Absinken des Qualitätsniveaus zu erwarten ist — sowohl kurz- als auch langfristig. Die Implementierung einer Qualitätsregulierung ist wahrscheinlich geeignet, Anreize für Maßnahmen zu setzen, die kurzfristig eine Wirkung entfalten. Allerdings sind langfristig angesichts des Gesamtsystems die Investitionsanreize wahrscheinlich zu gering, so dass die Qualität mittel- bis langfristig eher absinken wird. Teil 5 wird deshalb die

Frage aufgreifen, welche Modifikationen angebracht sein können, um nachhaltig positive Effekte der Regulierung auf die Wohlfahrt zu fördern.

Nr. Hypothese	Beschreibung	Bewertung
Hypothese 1	Investitionen, die vom erforderlichen Maß abweichen, um die Versorgungsqualität zu halten, beeinflussen diese kurzfristig nur gering	+
Hypothese 2	Investitionen, die vom erforderlichen Maß abweichen, um die Versorgungsqualität zu halten, beeinflussen diese langfristig merklich	+
Hypothese 3	Eine RoR-Regulierung führt zu höheren Investitionen	+
Hypothese 4	Eine Qualitätsregulierung führt zu höheren Investitionen	+/-
Hypothese 5	Je höher die Kostensenkungsanreize, desto geringer die Investitionen	+/-
Hypothese 6	Je höher die Planungssicherheit, desto höher die Investitionen	+/-
Hypothese 7	Eine RoR-Regulierung fördert Ergänzungsinvestitionen und somit auch kurzfristig eine Erhöhung der Versorgungsqualität	-
Hypothese 8	Eine Qualitätsregulierung fördert Maßnahmen für eine kurzfristige Verbesserung der Versorgungsqualität	+
Hypothese 9	Je höher die Kostensenkungsanreize, desto weniger Maßnahmen für eine kurzfristige Verbesserung der Versorgungsqualität werden ergriffen	-
Hypothese 10	Je höher die Planungssicherheit, desto mehr Maßnahmen für eine kurzfristige Verbesserung der Versorgungsqualität werden ergriffen	+/-
Hypothese 11	Je geringer das Qualitätsniveau, desto wahrscheinlicher ist eine RoR-Regulierung implementiert	+
Hypothese 12	Je geringer das Qualitätsniveau, desto wahrscheinlicher ist eine Qualitätsregulierung implementiert	+
Hypothese 13	Je geringer das Qualitätsniveau, desto geringer die Kostensenkungsanreize	+

Tabelle 21.1.: Bewertung der Hypothesen (2). + zeigt an, dass die Hypothese bestätigt werden kann, - bedeutet, dass die Hypothese abgelehnt werden muss; +/- illustriert, dass keine eindeutige Aussage resultiert.

22. Zusammenfassung Teil 4

Der 4. Teil hat das Ziel, die theoretischen Annahmen und Hypothesen durch eine empirische Untersuchung zu untermauern. Zu diesem Zweck wurde eine Umfrage durchgeführt, die in Kapitel 17 beschrieben wird. Sie umfasste 57 Fragen aus folgenden Themenbereichen:

1. Wie stark wirken sich die Charakteristika der formalen Konzepte auf das Verhalten der Unternehmen aus?
2. Welchen Einfluss haben zeitliche Konsistenz und Verständlichkeit bzw. Transparenz?
3. Welche Schlussfolgerungen können allgemein für die kurz- und langfristige Entwicklung der Versorgungsqualität getroffen werden?
4. Wie sind die länderspezifischen Konzepte zu bewerten?

Insgesamt nahmen 90 Verteilnetzbetreiber aus Deutschland, Finnland, Norwegen, Schweden, Österreich, Spanien, Dänemark, Großbritannien und den Niederlanden an der Befragung teil.

Eine erste Auswertung der Ergebnisse präsentiert Kapitel 18. Die Ausführungen gliedern sich in eine allgemeine Bewertung der Regulierungspraxis und in eine Analyse des Einflusses auf Versorgungsqualität und Investitionen. Die allgemeine Bewertung zeigte für Deutschland und für Norwegen ein eher kritisches Bild, während die Unternehmen in Finnland sowohl die Vorhersehbarkeit der Kapitalverzinsung als auch die Verständlichkeit des Systems tendenziell besser bewerten als der Gesamtdurchschnitt. Die allgemeine Einschätzung spiegelt sich in der Evaluierung des Investitionsniveaus und in der Einschätzung der kurz- und langfristigen Qualitätsentwicklung wider: Während die Verteilnetzbetreiber in Deutschland und in Norwegen das Investitionsniveau überwiegend als unzureichend bezeichnen und insbesondere langfristig eine negative Entwicklung der Versorgungsqualität erwarten, sehen die finnischen Unternehmen sowohl das Investitionsniveau als auch die Qualitätsregulierung eher optimistisch.

Zusätzliche Korrelationsanalysen geben erste Indizien für die Relevanz einzelner Faktoren bei der Einschätzung von Investitionsniveau und Versorgungsqualität. So konnte ein positiver Einfluss von Qualitäts- und RoR-Regulierung festgestellt werden. Zudem zeigt sich eine

starke Korrelation zwischen Planungssicherheit und Systemverständlichkeit sowie jeweils ein positiver Zusammenhang mit der Einschätzung des Qualitätsniveaus.

Um die relative Einflussstärke der einzelnen Faktoren besser zu verstehen, ergänzt eine PLS-Analyse die Untersuchungen. Zu diesem Zweck werden die wichtigsten theoretischen Grundlagen zur *Partial-Least-Squares-Analyse* in Kapitel 19 dargestellt. Schließlich werden in Kapitel 20 zwei Modelle berechnet, um ausgewählte theoretischen Annahmen aus verschiedenen Blickwinkeln zu untersuchen. Das erste Modell (Effort vs. Invest) gliedert qualitätsrelevante Handlungsfelder in investitionsgetriebene und durch Arbeitsaufwand dominierte Maßnahmen. Im Fokus stehen sowohl die Effekte verschiedener Eigenschaften der Regulierung auf diese beiden Bereiche als auch der Zusammenhang zwischen der Ausprägung der Handlungsfelder und der Einschätzung der Qualitätsentwicklung in kurzer und in langer Frist. Das zweite Modell (Qualität - Regulierung) stellt die Eigenschaften der Regulierung der Einschätzung der zukünftigen lang- und kurzfristigen Entwicklung der Versorgungsqualität direkt gegenüber.

Im Ergebnis hat die Implementierung einer Qualitätsregulierung einen systematischen Einfluss auf die Störungsdauer, so dass kurzfristig eine Erhöhung der Qualität aufgrund einer Qualitätsregulierung erwartet werden kann, wenn gegenläufige Effekte diesen positiven Einfluss nicht überkompensieren. Der langfristige Einfluss der Qualitätsregulierung ist nicht in allen Modellen signifikant. Demgegenüber ist der positive Einfluss einer RoR-Regulierung nur bezüglich der langfristigen Qualitätsentwicklung signifikant. Insgesamt kann die Einschätzung der Entwicklung der Versorgungsqualität in langer Frist mit den Eigenschaften des Regulierungssystems deutlich besser erklärt werden als kurzfristige Änderungen. Zudem sind die Änderungen langfristig wesentlich stärker ausgeprägt als kurzfristig.

Hinsichtlich der aktuellen Regulierungspraxis in Deutschland lassen die empirischen Analysen vor allem langfristig eine sinkende Versorgungsqualität erwarten. Deshalb muss auch in Frage gestellt werden, ob das System ausreichende Anreize für eine Evolution des bestehenden Systems hin zu einem *Smart Grid* setzt. Aus diesen Gründen werden Empfehlungen für Systemänderungen in Teil 5 der vorliegenden Dissertation diskutiert.

Teil V.

Zusammenfassung und Anpassungsempfehlungen

Es ist relativ einfach, bestehende Systeme zu kritisieren. Deutlich schwerer ist es, konstruktive Verbesserungsvorschläge zu machen. Dieser Versuch soll in Teil 5 unternommen werden. Aufbauend auf den Kritikpunkten, die aus den theoretischen und empirischen Studien hergeleitet werden konnten, stehen nun Empfehlungen und mögliche Entwicklungsszenarien im Mittelpunkt. Dabei leiten folgende Fragestellungen die Untersuchungen:

1. Unter welchen Rahmenbedingungen wird wahrscheinlich die Regulierung des Verteilnetzbereichs zukünftig stattfinden?
2. Welche Regulierungsziele sind mit welchen Prioritäten für eine Bewertung von Regulierungskonzepten heranzuziehen?
3. Welche Empfehlungen können für kurz- und mittelfristige Anpassungen der Regulierung hergeleitet werden?
4. Ist langfristig die Implementierung eines neuen Konzeptes ratsam?

In Kapitel 23 werden die Ergebnisse aller Analysen hinsichtlich ihrer Relevanz für mögliche Anpassungsempfehlungen zusammengefasst. Auf dieser Grundlage stellt Kapitel 24 die Rahmenbedingungen für kurz- und langfristige Anpassungen des Regulierungssystems zusammen. Da kein Konzept perfekt sein kann, werden sich die Vorschläge einer kritischen Diskussion unterziehen müssen, dabei versteht die Autorin vorliegender Dissertation die Darstellungen in Kapitel 25 nicht als abgeschlossene Handlungsempfehlung, sondern als Diskussionsgrundlage und Sammlung von Ideen. Schließlich gibt Kapitel 26 einen Ausblick auf den weiteren Forschungsbedarf.

23. Zusammenfassung der wesentlichen Erkenntnisse

Die Angemessenheit eines Regulierungssystems ist nur angesichts der Rahmenbedingungen und Anforderungen für den regulierten Bereich zu bewerten. Die Entwicklung des ordnungspolitischen Rahmens skizziert Kapitel 1. Als die Anreizregulierung in Deutschland im Jahr 2007 verabschiedet wurde, waren Effizienzsteigerungen das primäre Regulierungsziel. Ein Erhalt der Versorgungsqualität hatte als Nebenbedingung bereits einen Stellenwert in der Diskussion, während Entwicklungen hin zu intelligenten Netzen – so genannten Smart Grids – keine wesentliche Rolle spielten.

Hier zeichnet sich ein Paradigmenwechsel ab, indem Investitionsanreize zumindest in der europäischen Diskussion aufgrund der zunehmenden Dynamik des Umfeldes in den Vordergrund rücken. Gleichzeitig wächst der Erfahrungsschatz bezüglich anreizbasierter Regulierungssysteme und ihrer Wirkung auf unternehmerische Entscheidungen. Diese beiden Punkte geben Anlass, dass noch junge deutsche Regulierungssystem bereits frühzeitig auf den Prüfstand zu stellen.

Dabei zeigen die technischen Rahmenbedingungen aus Kapitel 2, dass elektrische Netze aufgrund der meist sehr langen betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern in großen Teilen nur mittelfristig auf sich verändernde Anforderungen reagieren können. Aufgrund eines hohen Anteils irreversibler Investitionen besteht aus Sicht der Investoren ein höheres Risiko, als dies bei reversiblen Investitionen der Fall wäre. Eine weitere wichtige Besonderheit ist auf die Leitungsgebundenheit und auf die faktische Nicht-Speicherbarkeit elektrischer Energie zurückzuführen, so kann die Entwicklung der Netze Entwicklungen auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen ermöglichen aber auch behindern. Einschätzungen bezüglich des Investitionsniveaus sind in diesem Zusammenhang relativ schwer zu treffen, da die Versorgungsqualität als Indikator nur zeitverzögert auf korrespondierende Maßnahmen reagiert.

So führen die technischen Charakteristika auf eine hohe Informationsasymmetrie und auf die „Bottleneck-Eigenschaft“ der Verteilnetze. Letztere ist aus wirtschaftlicher Sicht von besonderer Relevanz, da es sich bei elektrischer Energie um ein essentielles Gut handelt.

Darüber hinaus zeigt eine Analyse der wirtschaftlichen Besonderheiten in Kapitel 3, dass die Branchenstruktur mit über 800 Verteilnetzunternehmen bereits eine wichtige Rahmenbedingung für die Regulierung der Branche setzt.

Für die Regulierung der Verteilnetzbetreiber kann prinzipiell zwischen kostenorientierten und anreizbasierten Konzepten unterschieden werden. Kostenorientierte Regulierungskonzepte erzeugen auf der einen Seite keine Anreize, die Servicequalität zu mindern. Auf der anderen Seite werden aber auch keine expliziten Anreize zur Erhöhung der produktiven Effizienz gesetzt. Bei anreizbasierten Systemen verhält es sich umgekehrt, hier sind Anreize für Unterinvestitionen das größte Manko. Praktisch sind keine im strengen Sinne nicht-hybriden Konzepte implementiert. Das bedeutet, dass i.d.R. eine Kombination aus anreiz- und kostenorientierten Konzepten oder eine Verknüpfung mit weiteren methodischen Elementen, wie einer Qualitätsregulierung, gewählt wird. Die Effekte der verschiedenen Instrumente können komplementär oder gegenläufig sein, zu beobachten ist allerdings nur die Gesamtwirkung des Regulierungssystems. Damit wird eine Untersuchung der Wirkung von Regulierungssystemen auf das Verhalten der Unternehmen komplex. Eine ausführliche Darstellung der regulierungsökonomischen Grundlagen bietet das 4. Kapitel. Weiterführende theoretische und empirische Analysen über den Zielkonflikt zwischen Kostensenkungs- und Investitionsanreizen bilden den Kern vorliegender Dissertation. Die Untersuchungen und Diskussionen sollen Anhaltspunkte für die zukünftige Entwicklung des deutschen Regulierungssystems geben.

Die theoretischen Untersuchungen in Teil 3 betreffen zum einen die Wirkung einer Erlösobergrenzenregulierung auf die Rentabilität von Investitionen unter Ausschluss von Unsicherheit, zum anderen die explizite Analyse des Einflusses von Unsicherheit. Die deterministischen Berechnungen in Kapitel 8 quantifizieren die Effekte, die von einer reinen Erlösobergrenzenregulierung (ohne hybride Elemente) ausgehen. Damit können Anhaltspunkte gewonnen werden, welche Anpassungen des Regulierungssystems Investitionsanreize besonders stark beeinflussen. Es wird deutlich, dass der zeitliche Verzug zwischen dem Investitionszeitpunkt und der Erlöswirksamkeit der entsprechenden Kosten bei Weitem den stärksten negativen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeitsrechnung hat. Der Barwert wird aufgrund des Zeitverzuges um gut 15 % bis gut 30 % reduziert. In Bezug auf die Unsicherheit, die Gegenstand des 9. Kapitels ist, müssen verschiedene Auslöser unterschieden werden. So kann Unsicherheit darüber bestehen, dass die Zusagen des Regulierers Bestand haben. Regulatorischer Opportunismus kann zu massiven Investitionshemmnissen führen. Deshalb ist eine hohe Zeitkonsistenz eine notwendige Eigenschaft eines jeden Regulierungssystems, wenn Anreize für Unterinvestitionen vermieden werden sollen. Zusätzlich spielt das Verhalten der anderen Marktteilnehmer eine Rolle. Ein Benchmarking auf Gesamtkostenbasis bringt die Gefahr mit sich, dass aufgrund unterschiedlicher Investitionszyklen bzw. aufgrund der Risikoscheu einiger regulierter Unternehmen, Unternehmen mit über-

durchschnittlich hohen Investitionen strengere Effizienzvorgaben erhalten. Es zeigen z.B. die Experimente von Battalio, Samuelson und von Huyk (2000) oder Feltovich, Iwasaki und Oda (2008), dass das Benchmarking aufgrund des Risikos, für höhere Investitionen bestraft zu werden, investitionenhemmend wirken kann. Folglich sollte auch eine vorsichtige Anwendung der Ergebnisse des Effizienzvergleichs – vor allem hinsichtlich der Kapitalkosten – für die Regulierung der Zukunft diskutiert werden.

Um die theoretischen Effekte auch empirisch zu untermauern gibt der dritte Teil eine Übersicht über die Regulierung in neun ausgewählten Vergleichsländern. Die Recherchen machen sehr klar, dass sich die Regulierungssysteme in Europa - selbst wenn das übergeordnete Konzept das gleiche ist, in wesentlichen Details doch deutlich unterscheiden. Außerdem sind Aspekte wie Planungssicherheit und Transparenz in den betrachteten Ländern unterschiedlich ausgeprägt. Damit steht ein weit gefächerter Instrumentenkasten für eine statistische Untersuchung und anschließende Bewertung bereit. Die Ergebnisse einer internationalen Unternehmensumfrage unterstreichen, dass Investitionsanreize in einer RoR-Regulierung besonders stark sind. Hier sind die Auswirkungen auf die mittel- bis langfristige Qualitätsentwicklung am stärksten ausgeprägt. Instrumente wie eine Qualitätsregulierung hingegen wirken sich vor allem auf schnell wirksame Maßnahmen, z.B. schnellere Reaktionen auf Versorgungsunterbrechungen und damit eine Verringerung der Störungsdauer, aus. Insgesamt wird die Relevanz der Regulierung für mittelfristige Änderungen der Versorgungsqualität unterstrichen, gleichzeitig wird gezeigt, dass nicht von kurzfristigen Änderungen auf die mittel- bis langfristige Entwicklung geschlossen werden kann.

Schließlich offenbart die allgemeine Bewertung für Deutschland ein eher kritisches Bild, so bewerten die regulierten Unternehmen z.B. das Investitionsniveau tendenziell als unzureichend und prognostizieren eine sinkende Versorgungsqualität. Diese Bewertung spricht neben den theoretischen Ergebnissen für einen Entwicklung von Anpassungsempfehlungen. Im folgenden Kapitel werden auf Basis der Ergebnisse vorliegender Arbeit die Rahmenbedingungen subsumiert, in deren Kontext solche Empfehlungen zu sehen sind.

24. Relevanz der Ergebnisse für erforderlicher Anpassungen der Regulierung

Die theoretischen und empirischen Analysen zeigten wichtige Kritikpunkte an der aktuellen Regulierung und machten gleichzeitig deutlich, dass es ausgesprochen diffizil ist, ausgewogene Anreize zu setzen. So sollen am Ende dieser Arbeit zwar Anpassungsempfehlungen stehen, gleichzeitig muss jedoch deutlich gesagt werden, dass diese nicht in einer perfekten Regulierung münden können. Sie sollen vielmehr hinsichtlich bestimmter Rahmenbedingungen und Regulierungsziele mit dem gegebenen Wissensstand zu maßgeblichen Verbesserungen im Vergleich zum aktuellen System führen. Damit sind die wesentlichen Punkte genannt, die eine Revision der Anregungen zwingend erforderlich machen:

- Die Rahmenbedingungen können sich anders entwickeln als angenommen. Sie betreffen alle Faktoren, die die Versorgungsaufgabe beeinflussen. Dazu zählen Investitionsbedarf in Verbindung mit den Anforderungen an Technologien und Netzstruktur, sowie die Volatilität bzw. Dynamik exogener Einflussfaktoren.
- Die Prioritäten der Regulierungsziele können wesentlich von den Annahmen abweichen. Eine Bewertung von Regulierungskonzepten kann ausschließlich vor dem Hintergrund der angestrebten Ziele erfolgen.
- Eine Weiterentwicklung des Wissensstandes bezüglich der Wechselwirkungen zwischen der Regulierung und dem Verhalten der Unternehmen kann zu neuen Erkenntnissen führen, die hier noch nicht berücksichtigt werden können.

Zusätzlich besteht ein Spannungsverhältnis zwischen dem Wunsch, Verbesserungen der Regulierung durch Änderungen des Konzeptes herbeizuführen, und der Forderung, eine zeitlich konsistente Entwicklung zu gewährleisten. Deshalb gliedern sich die folgenden Ausführungen in kurz- bis mittelfristige Anpassungsvorschläge sowie einer Idee für ein neues Regulierungskonzept, das langfristig von Interesse sein kann.

Prämissen

Die Empfehlungen für eine Weiterentwicklung des Regulierungssystems in Deutschland fußen auf einigen Annahmen über die Entwicklung der Rahmenbedingungen, die im Folgenden verdeutlicht werden.

1. Aufgrund der typischen Investitionszyklen mit hohen Investitionen in den 70er und 80er Jahren erreicht nun eine zunehmende Anzahl von Anlagen das Ende ihrer technischen Lebensdauer. Folglich steigt der Investitionsbedarf und somit die Höhe der effizienten Kapitalkosten (erforderliche Netzerneuerung). Dieser Punkt forciert die Notwendigkeit, die Höhe des effizienten Investitionsniveaus zukunftsorientiert einzuschätzen.
2. Die Anforderungen an die Netze der Zukunft werden durch die Entwicklung im Erzeugungsbereich (höherer Anteil dezentraler Einspeisung, stärker fluktuierende Lastflüsse usw.) geprägt. Dies wird die Höhe der Kosten für die Netzerneuerung und Erweiterung beeinflussen (Smart Grids, erforderliche Netzmodernisierung). Damit steigt die Bedeutung einer zukunftsorientierten Bewertung des Investitionsbedarfs zusätzlich.
3. Die Anforderungen an die Netze der Zukunft werden durch die Bedürfnisse der Kunden und dem Bedarf an neuen, innovativen Produkten beeinflusst. So wird eine Steigerung der Energieeffizienz durch die Bereitstellung einer geeigneten Infrastruktur positiv beeinflusst, wobei die Bedeutung von Informations- und Kommunikationstechnologie steigt.
4. Die Punkte 2 und 3 fördern die Bedeutung von Innovationen im Netzbereich.
5. Gleichzeitig steigt möglicherweise die Volatilität wesentlicher Inputfaktoren, z.B. die Preise für den Verlustenergieausgleich.
6. Letztlich kann angenommen werden, dass im Verlauf der Erlösberggrenzenregulierung das Effizienzniveau der Verteilnetzbetreiber konvergiert.

Vor diesem Hintergrund wird angenommen, dass die Prioritäten bestehender Regulierungsziele sich verschieben und neue Ziele hinzukommen werden. Entscheidend ist, dass effektive Investitionsanreize an Bedeutung gewinnen. Anreize für eine Steigerung der (statischen) produktiven Effizienz bleiben von Belang, allerdings verliert die Ermittlung der relativen Effizienzunterschiede an Gewicht. Innovationsanreize werden ein zusätzliches Regulierungsziel sein. In den folgenden Abschnitten werden Rahmenbedingungen zusammengefasst, die ein Regulierungskonzept erfüllen sollte, um die genannten Ziele möglichst weitgehend zu erreichen.

Zeitkonsistenz und Verständlichkeit des Systems

Eine grundsätzliche Annahme ist, dass Mechanismen nur ihre volle Wirkung entfalten können, wenn die regulierten Unternehmen dem Regulierungskonzept eine ausreichende Zeitkonsistenz zusprechen. Wenn aber damit gerechnet wird, dass Instrumente in naher Zukunft geändert werden, bestehen nur geringe Anreize, Entscheidungen mit einer eher langfristigen Wirkung aufgrund dieser Instrumente anzupassen. Das heißt allerdings nicht, dass keinerlei Änderungen der Regulierungskonzepte erwünscht sind, vielmehr muss gewährleistet sein, dass Anpassungen getätigte (Investitions-) Entscheidungen nicht ad absurdum führen. Damit Anreize durch eine zu schnelle, tiefgreifende Novellierung des Regulierungskonzeptes und durch den damit wahrscheinlich verbundenen Vertrauensverlust nicht grundsätzlich geschwächt werden, ist eine Unterteilung in kurz- bis mittelfristige und langfristige Empfehlungen sinnvoll.

Kurz- bis mittelfristig sollen nur Anpassungen vorgenommen werden, die das System nicht in seinen Grundzügen verändern. Die entsprechenden Vorschläge sollen entweder darauf ausgerichtet sein, gravierende Fehlanreize zu heilen oder Zusatzanreize zu schaffen, deren Erfordernis bei der Implementierung der Erlösobergrenzenregulierung noch nicht gegeben war. Langfristig ist jedoch zu prüfen, ob angesichts der Regulierungsziele und Rahmenbedingungen ein anderes Konzept überlegen ist. Im Idealfall entfallen dann relevante Fehlanreize innerhalb des neuen Konzepts oder sie sind so gering, dass keine Kompensation mehr notwendig ist. Auf diese Weise wäre es möglich, die Komplexität und den mit der Regulierung verbundenen Aufwand zu reduzieren, während die Anreizstruktur noch besser an die dann herrschenden Bedürfnisse angepasst wird. Mit Blick auf die Forderung, eine möglichst hohe zeitliche Konsistenz zu gewährleisten, sollten grundlegende Änderungen möglichst frühzeitig vorgestellt und diskutiert werden, so dass die Transparenz der Regulierungsziele möglichst hoch ist.

Für die zeitliche Konsistenz spielt auch das regulatorische Commitment eine wichtige Rolle. Diesbezüglich wird die Annahme getroffen, dass folgende Aspekte bei der Gestaltung eines Regulierungskonzeptes einen relevanten Einfluss haben:

- Investitionsanreize und Kostensenkungsanreize sind ausgeglichen. Das betrifft auf der einen Seite Anreize für einen nachhaltigen Netzbetrieb, die Versorgungsqualität inbegriffen, und auf der anderen Seite Anreize für ein möglichst effizientes Wirtschaften (Gleichgewicht zwischen statischer und dynamischer produktiver Effizienz unter der Nebenbedingung der qualitativen Effizienz).
- Konsumentenrente und Produzentenrente stehen in einem akzeptablen Verhältnis. Dieser Punkt betrifft nicht die Stärke von Kostensenkungsanreizen sondern die Ver-

teilung der Zusatzgewinne, die aus einer Erhöhung der produktiven Effizienz resultieren.

- Entwicklungen, die von den regulierten Unternehmen nicht oder nur beschränkt beeinflussbar sind, werden innerhalb des Regulierungssystems transparent und adäquat berücksichtigt.
- Die durch das Regulierungssystem gesetzten Anreize sind kohärent mit der allgemeinen, energiepolitischen Strategie.

Neben der zeitlichen Konsistenz kann die Verständlichkeit der Regulierungsinstrumente bzw. die Nachvollziehbarkeit ihrer Wirkung das Verhalten der Netzbetreiber beeinflussen. Je besser die Wirkung von Verhaltensänderungen auf die zugestandenen Erlöse nachvollzogen werden kann, desto höher sind die Anreize für entsprechende Maßnahmen. Gleichzeitig ist ein solches Verständnis integraler Bestandteil der Planungssicherheit, insofern mögliche Veränderungen der regulatorischen Vorgaben Teil der Entscheidungsgrundlage sind. Deshalb ist die Verständlichkeit und Transparenz regulatorischer Entscheidungen und Instrumente eine wichtige Nebenbedingung bei der Herleitung von Empfehlungen. Insbesondere werden folgende Prämissen zu Grunde gelegt:

- Zusatzmechanismen sollen nur dann implementiert werden, wenn ihr Nutzen die resultierende höhere Komplexität des Regulierungskonzeptes rechtfertigt.
- Wenn ein Ziel mit unterschiedlichen Instrumenten verfolgt werden kann und kein Instrument den anderen signifikant überlegen ist, soll die Methode gewählt werden, deren Ergebnisse am einfachsten nachvollzogen werden können.
- Es sollte immer eine bestmögliche Datentransparenz gewährleistet werden.
- Eine nachvollziehbare Begründung regulatorischer Entscheidungen hat einen hohen Stellenwert und beeinflusst die Anreizstärke der Regulierungsinstrumente.

25. Anpassungsempfehlungen

Die vorhergehenden Analysen zeigten, dass das zeitliche Auseinanderfallen der Aktivierung einer Investition und der Anpassung der Erlöse zu zwei bedeutsamen Fehlanreizen führt. Zum einen verringern sich die erzielbaren Renditen, zum anderen ist ihre Höhe abhängig vom konkreten Investitionszeitpunkt, was kritische Zeitpräferenzen auslösen kann. Darüber hinaus setzt ein Effizienzvergleich auf Gesamtkostenbasis potenziell Fehlanreize für Unterinvestitionen. Schließlich beeinflusst die Höhe der Planungssicherheit die erforderliche Risikoprämie und somit die Renditeanforderungen, so dass außerdem Unterinvestitionen drohen, wenn das Risiko als relativ hoch eingeschätzt wird. Glauben die Unternehmen nicht den Zusagen des Regulierers, sondern erwarten ein opportunistisches Verhalten, sind die Investitionshemmnisse ebenfalls sehr hoch. Diese Fehlanreize bestehen zum größten Teil nicht im Rahmen einer RoR-Regulierung. Allerdings setzt dieses Konzept theoretisch andere Fehlanreize, in diesem Fall für Überinvestitionen und ein ineffizient hohes Kapital-Arbeit-Verhältnis.

In Bezug auf die bestehende Erlösobergrenzenregulierung in Deutschland entstehen demnach durch den zeitlichen Verzug und durch das Gesamtkostenbenchmarking Fehlanreize, die durch den PIZ weder zielgerichtet noch vollständig kompensiert werden, wenn der zusätzliche Investitionsbedarf 1 % der Kapitalkostenannuitäten übersteigt. Insgesamt richten sich die Investitionsanreize nicht nach dem zukünftigen Investitionsbedarf, was — insbesondere wenn dieser steigt — Fehlanreize bezüglich der dynamischen produktiven und der qualitativen Effizienz hervorruft. Die theoretischen und empirischen Analysen zeigten wichtige Kritikpunkte an der aktuellen Regulierung und machten gleichzeitig deutlich, dass es ausgesprochen diffizil ist, ausgewogene Anreize zu setzen. Auf den Punkt gebracht ist die Anreizregulierung in Deutschland zurzeit investitionshemmend und nicht geeignet, eine Modernisierung der Netze zu fördern, weil:

- sie vergangenheitsorientiert ist, anstatt den Bedarf an Investitionen zukunftsorientiert zu bewerten;
- sie die gleichen Effizienzmaßstäbe auch für Innovationen bzw. die Erprobung innovativer Technologien einsetzt wie für alle übrigen kontrollierbaren Kosten;

- Sie Kapitalkostenvergleiche durchführt, obwohl sich hier vielfältige Probleme bei der Vergleichbarkeit stellen.

Diese Punkte sind gravierend und es ist eine Herausforderung, die resultierenden Fehlansätze zu mildern ohne das gesamte Regulierungskonzept in Frage zu stellen. Hier liefern die länderspezifischen Untersuchungen einen Überblick und eine Bewertung für alternative Konzepte. So basieren die Anpassungsempfehlungen auf einer Abwägung von Vor- und Nachteilen der untersuchten Methoden und es wird keine grundlegend neue Art der Regulierung vorgeschlagen, sondern eine neuartige Kombination bereits erprobter Instrumente.

25.1. Kurz- und mittelfristige Anpassungsempfehlungen

Einen ersten Ansatzpunkt für kurz- bis mittelfristige Anpassungen liefert die Regulierung in Großbritannien, indem sie starke Argumente für einen Plankostenansatz präsentiert. Allerdings ist der Gesamtansatz – zumindest kurzfristig – nicht auf Deutschland übertragbar, da hierfür grundlegende Regeländerungen erforderlich wären, was dem Prinzip der zeitlichen Konsistenz zuwider läuft. Damit stellt sich die Frage, mit welchen alternativen Methoden Planinvestitionen unter vertretbarem regulatorischem Aufwand in die Regulierung einfließen können.

Hier wird ein relativ einfacher Ansatz gewählt: Es müssen Bedingungen geschaffen werden, unter denen ein von den Planwerten abweichendes Ist-Investitionsvolumen weder zu Vorteilen noch zu Nachteilen führt. Unter diesen Gegebenheiten fördert eine hohe Qualität der Informationen die Reputation der regulierten Unternehmen beim Regulierer, ohne dass es strategische Vorteile gibt, die Prognosegüte zu schmälern. Um diese Voraussetzung zu schaffen darf eine Über- oder Unterschreitung der Planwerte die Liquidität nicht wesentlich beeinflussen, außerdem dürfen diese Differenzen die erzielbaren Renditen nicht verändern. Dies kann gewährleistet werden, indem die Erlösobergrenze jährlich am 1. Januar bei Änderungen der Planinvestitionen für das Jahr, auf das die Erlösobergrenze abstellt, korrigiert wird. Ex post sind Differenzen zwischen Planinvestitionen und tatsächlichen Investitionen auf das Regulierungskonto zu buchen und mit einer entsprechenden Verzinsung im Lauf der folgenden Regulierungsperiode auszugleichen.

Die Wirkung dieser Anpassungen auf den Barwert von Investitionen entspricht der Wirkung des JP-Faktors in Norwegen, hat diesem gegenüber jedoch drei entscheidende Vorteile. Erstens ist die Liquidität bei einer Unterschätzung des Investitionsbedarfs im Lauf einer Regulierungsperiode nicht gefährdet. Dieser Punkt hat für kleinere Unternehmen eine besondere Relevanz. Zweitens folgen mit hoher Wahrscheinlichkeit geringere Netzentgelte, da aufgrund des Plankostenansatzes die Vorfinanzierungskosten gemindert werden können.

Drittens fördert der Ansatz einen stetigeren Verlauf der Netzentgelte, was die Planungssicherheit der Kunden erhöht. Dieser Aspekt ist insbesondere für Industrie- und Gewerbetunden von Interesse. Engpässe und somit eine Knappheit des Gutes Netz sollen dabei vermieden werden: Das Netz ist als Plattform zu begreifen, das Wettbewerb, neue Produkte und Dienstleistungen auf den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen ermöglichen soll.

Ein Vergleich mit den finnischen und österreichischen Investitionsanreizen zeigt ebenfalls Vorteile, da der vorgeschlagene Ansatz das Problem des Zeitverzug zwischen Investition und Erlösanpassung vollständig löst.

Mit den genannten Anpassungen tendiert das System hinsichtlich der Kapitalkosten zu einer Rate of Return Regulierung und die Investitionsanreize werden deutlich gestärkt. Davon abgesehen sollte für den Effizienzvergleich aus verschiedenen Gründen auf die Gesamtkosten zurückgegriffen und erst anschließend die Vorgabe (analog zum System in Finnland) auf die Betriebskosten übertragen werden:

Zwischen Betriebs- und Kapitalkosten besteht eine Substitutionsbeziehung, denn geringere Investitionen und eine damit korrespondierende alternde Netzstruktur führen zu einem höheren Maß an Instandhaltungskosten – und umgekehrt. Neben diese realen besteht auch eine buchhalterische Substitutionsbeziehung. In Abhängigkeit von der Wirtschaftsgutdefinition können bestimmte Ausgaben (z.B. Kabelstrecken) als Investition oder als Aufwand verbucht werden. Die Wirtschaftsgutdefinition variiert zwischen den deutschen Verteilnetzbetreibern, so dass eine gleichartige Erneuerung buchhalterisch bei einem Netzbetreiber als Aufwand, bei einem anderen Netzbetreiber als Investition betrachtet werden kann. Auch aus diesem Grund ist das Betriebs- Kapitalkostenverhältnis nicht ohne Weiteres vergleichbar. Folglich führt ein reines Betriebskostenbenchmarking zu relativ starken Verzerrungen und kann nicht als sachgerecht erachtet werden. Weiterhin hat ein Gesamtkostenbenchmarking den Vorteil, dass auch für die Kapitalkosten Effizienzanreize erhalten bleiben.

Aufgrund der empfohlenen Anpassungen kehrt sich die Wirkung von Maßnahmen, die auf Basis der aktuellen Regulierungssystematik getroffen werden, nicht um. Zugleich bleibt das Prinzip im Grundsatz erhalten. Gleichwohl werden die Prioritäten der Regulierungsziele zugunsten von Investitionen und der Förderung einer Weiterentwicklung des Systems deutlich verschoben. Diese Verschiebung ist aus Sicht der Autorin angesichts der übergeordneten energiepolitischen Ziele folgerichtig. Möglicher Weise kann sogar eine zusätzliche Stärkung der Investitionsanreize angebracht sein, je nachdem in welchem Maße eine Transformation der Netze tatsächlich erforderlich sein wird. In diesem Zusammenhang kann ein Renditezuschlag, wie er zum Beispiel in Österreich in Form eines „Mark-Ups“ eingeführt wurde, diskutiert werden.

Neben der Notwendigkeit, Investitionshemmnisse abzubauen, ist aufgrund der wachsenden Bedeutung innovativer Technologien im Verteilnetzbereich deren Rolle innerhalb der Regulierung kritisch zu hinterfragen. Im bisherigen System werden für die entsprechenden Ausgaben die gleichen Effizienzmaßstäbe angewendet, wie für alle anderen Kostenpositionen, die von den betreffenden Unternehmen kontrolliert werden können. Dies ist aus volkswirtschaftlicher Sicht unangemessen, da der Einsatz innovativer Technologien mit einem höheren Maß an Risiko verbunden ist als es bei erprobten Technologien der Fall ist. Deshalb sollte hier eine Differenzierung im Bereich des Benchmarkings und bei der Anwendung der Effizienzvorgaben vorgenommen werden, um Innovationshemmnisse zu vermeiden. Zudem ist eine zeitnahe Anerkennung der Kosten — analog zu den Investitionskosten — von Bedeutung, wenn Innovationen nicht gehemmt werden sollen.

25.2. Langfristige Anpassungsempfehlungen

Für die langfristige Entwicklung des Regulierungskonzeptes ist eine grundsätzliche Revision des Systems angebracht. Dies geschieht hier unter der Annahme, dass nach zwei oder drei Regulierungsperioden das Effizienzniveau der Netzbetreiber ausreichend konvergiert, so dass eine Bestimmung individueller Effizienzvorgaben nicht mehr erforderlich ist. Anhand dieser Annahme kann das bestehende Konzept möglicherweise vereinfacht werden.

Bei den Kapitalkosten stehen die Anreize für Investitionen und Versorgungsqualität im Vergleich zu den Kostensenkungsanreizen im Fokus. Ausgangspunkt der Betrachtungen ist demnach das fundamentale Spannungsverhältnis zwischen produktiver und allokativer Effizienz bzw. zwischen Investitionsanreizen und Kostensenkungsanreizen. Dieses Spannungsverhältnis kann nicht aufgelöst werden:

„The fundamental trade-off between rents and allocative inefficiencies is in my view one of the basic insights of economics.”⁴¹¹

Formal können die Konzepte der Rate-of-Return- und der Anreizregulierung als Extremfälle verstanden werden. Um die Wirkung zu veranschaulichen wird angenommen, dass die regulierten Unternehmen durch das Aufbringen von Anstrengungen dazu in der Lage sind, ihre Kosten zu reduzieren. Das Maß an Anstrengung ist für den Regulierer jedoch nicht messbar (asymmetrische Informationen). Gleichung 25.1 beschreibt diesen Zusammenhang, dabei ist c das dem Regulierer bekannte Kostenniveau, während die Parameter β (erforderliche Kosten ohne Anstrengungen, diese zu senken) und e (monetäre Wirkung der Kostensenkungsanstrengungen) nur dem Unternehmen bekannt sind⁴¹²

⁴¹¹Laffont (1994), S. 515.

⁴¹²Vgl. Mayer/ Vickers (1996), S. 3f.

$$c = \beta - e \quad (25.1)$$

Weiterhin wird meist die Annahme zu Grunde gelegt, dass die Opportunitätskosten für die getätigten Anstrengungen eine konvexe Funktion ($\psi(e)$) beschreiben. Die Anreize des Unternehmens die Kosten zu senken hängt dann davon ab, inwieweit der regulatorisch genehmigte Preis p bei Änderungen der vom Regulierer kontrollierbaren Kosten c variiert. Diese Anpassung kann durch einen Parameter α simuliert werden, der den Grad der Preisanpassung aufgrund einer Kostenänderung beschreibt (Profit-Sharing-Rate).

$$\alpha = \frac{dp}{dc} \quad (25.2)$$

Im einfachsten Beispiel mit unelastischer Nachfrage wird das Unternehmen die Kosten soweit senken, bis die Grenzkosten der Kostensenkungsanstrengung den Zusatzerlösen entsprechen, die damit realisiert werden können. Diesen Zusammenhang beschreibt Gleichung 25.3⁴¹³

$$\psi'(e) = 1 - \alpha \quad (25.3)$$

Im Rahmen einer reinen Preisobergrenzenregulierung nimmt α den Wert 0 an, im Rahmen einer reinen RoR-Regulierung liegt α nahe 1. Erstere setzt somit hohe Anreize für Kostensenkungen – mit den bekannten Nachteilen bezüglich allokativer Effizienz und der Gefahr von Unterinvestitionen. Bei der RoR-Regulierung verhält es sich umgekehrt⁴¹⁴. Es stellen sich demnach drei Fragen:

1. Kann ein Wert für α gefunden werden, mit dem ausgewogene Anreize für allokativen und produktiven Effizienz und für Investitionen und Kostensenkungen gesetzt werden können?
2. Nach welchen Kriterien richtet sich die Höhe von α ?
3. Wenn die Ermittlung eines Wertes für α nicht möglich ist, nach welchen Kriterien sollte sich dann das Design des Regulierungssystems richten?

Die erste Frage führt zur Mechanismen-Design Literatur. Hier erweist sich jedoch die sehr formale und mathematisch komplexe Darstellung korrespondierend mit den erforderlichen

⁴¹³Vgl. Mayer, Vickers (1996), S. 83 ff.

⁴¹⁴Vgl. Mayer/ Vickers (1996), S. 83 ff.

Informationen über die Nutzenfunktion der Unternehmen als nachteilig für eine praktische Implementierung:

„Economic guidance can be of substantial value to policymakers. However, guidance delivered in a form of complex and detailed mathematical characterizations of optimal policies may not be fully appreciated or warmly embraced.“⁴¹⁵

Aus der Komplexität muss jedoch noch kein unüberwindbares Hindernis folgen. So reguliert Ofgem in Großbritannien nicht nur die Kapitalkosten mittels eines Sliding-Scale Mechanismus, sondern hat dessen Anwendung im Zuge des RPI-X@20-Projektes sogar auf die Betriebskosten ausgedehnt. Die Ausdehnung des Anwendungsbereiches geschah, trotz der Komplexität — die Ofgem gleichfalls betont:

„I do worry about very clever schemes in our price controls such as the IQI⁴¹⁶ sliding scale that are virtually unfathomable to all but the most fanatical price control groupies.“⁴¹⁷

Zu prüfen ist, ob Großbritannien ein Beispiel für die Lösung des Spannungsverhältnisses zwischen Kostensenkungs- und Investitionsanreizen gibt. Recherchen ergeben jedoch, dass Ofgem mit dem Sliding-Scale Mechanismus ein anderes, wesentliches Ziel verfolgt. Das verdeutlicht auch der Name, den der Regulierer dem Instrument verlieh: *Information Quality Incentives (IQI)*. So bezweckt die Behörde mit den IQI das Offenbarungsprinzip (*revelation principle*) zu nutzen. Dieses Prinzip besagt, dass es möglich ist, einen direkten Mechanismus zu implementieren, bei dem die Wahrheit zu sagen die dominante Strategie ist. Auf diese Weise soll die Güte der Prognose der Unternehmen erhöht werden.

Davon abzugrenzen ist der Versuch, Aussagen über ein effizientes Investitionsvolumen zu treffen. Zu diesem Zweck nutzt Ofgem andere Instrumente, so sollen mittels Referenznetzanalysen, Gutachten, Szenarienanalysen usw. Kenntnisse über die zukünftigen Anforderungen an die Netze und über die korrespondierenden, erforderlichen Betriebs- und Kapitalkosten gewonnen werden. Aus der Gesamtheit dieser Analysen werden unternehmensindividuelle Referenzwerte für die Plankosten der folgenden Regulierungsperiode hergeleitet. Ob ausreichende Investitionsanreize gesetzt werden, hängt maßgeblich von den Referenzwerten ab.

Die Referenzwerte sind ein wesentlicher Input für den Sliding-Scale-Mechanismus. Wäre der Regulierer allwissend, könnte er die Preise entsprechend der Referenzwerte setzen. Aufgrund der Informationsasymmetrie werden diese jedoch den Planwerten der Unternehmen

⁴¹⁵Chu/ Sappington (2007), S. 419.

⁴¹⁶Information Quality Incentives

⁴¹⁷Buchanan (2008), S.7.

gegenübergestellt. Die Festlegung mit Hilfe des Sliding-Scale-Menüs setzt dabei Anreize für eine hohe Güte bei den Prognosen der Unternehmen.

Zusammenfassend bietet der Sliding-Scale Mechanismus allein keine Lösung, Investitions- und Kostensenkungsanreize in einem System zu verbinden. Ausschlaggebend für die Investitionsanreize sind vielmehr die Referenzwerte, für deren Festlegung umfangreiche Informationen notwendig sind. Der dafür erforderliche Versuch, die Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und Unternehmen so weit wie möglich aufzulösen ist jedoch mit einem sehr großen Aufwand verbunden. Allein die hohe Netzbetreiberanzahl in Deutschland steht einem solchen Vorgehen entgegen.

Weitere Instrumente, die eine Antwort auf die erste Frage ermöglichen könnten, sind der Autorin nicht bekannt. Das bedeutet, dass die erste Frage vorläufig mit nein zu beantworten ist und die zweite Frage folglich obsolet ist.

Was bleibt? Wenn der Zielkonflikt unauflösbar ist, sollen zumindest Anhaltspunkte und Entscheidungskriterien für die Wahl eines Regulierungskonzeptes formuliert werden. So ist von Politikern und Regulierern eine Entscheidung zu treffen, welche Prioritäten bei der Kapitalkostenregulierung den höheren Stellenwert besitzen:

"[...] the choice between rate of return regulation and price cap regulation will depend in part on the type of investment that is most important to secure."⁴¹⁸

Insofern Infrastrukturinvestitionen für den Erhalt bzw. die Steigerung der Versorgungsqualität oder eine Erweiterung bzw. Umgestaltung der Netze zu Smart Grids eine höhere Priorität haben als Kostensenkungen im Bereich der Kapitalkosten, ist eine RoR-Regulierung vorteilhaft. Wenn Senkungen der Kapitalkosten einen höheren Stellenwert haben als Investitionsanreize, ist eine Anreizregulierung der Kapitalkosten vorteilhaft.

Die Regulierungspraxis zeigt, dass bei einem steigenden Investitionsbedarf unter Beibehaltung einer Anreizregulierung der Kapitalkosten die korrespondierenden Regelwerke zu einer zunehmenden Komplexität tendieren. Mit einer wachsenden Anzahl an Zusatzregeln wird quasi durch die Hintertür ein steigender Anteil der Kapitalkosten einer RoR-Regulierung unterworfen. Welche Nachteile entstünden, wenn insgesamt die tatsächlichen Kapitalkosten unter Berücksichtigung einer angemessenen Rendite jährlich anerkannt werden? Die Vorteile liegen auf der Hand. Das Regelwerk hätte eine geringere Komplexität sowie eine höhere Transparenz und setzte klarere Investitionsanreize.

Dass die produktive Effizienz dabei nicht außer Acht gelassen werden muss, zeigt das Beispiel Finnlands. Hier findet weiterhin ein Effizienzvergleich auf Basis der Gesamtkosten

⁴¹⁸Armstrong/ Sappington (2006), S. 340f.

statt, allerdings wird die Effizienzvorgabe auf die Betriebskosten übertragen. Die Betriebskosten unterliegen anschließend einer Erlösobergrenzenregulierung und die Kapitalkosten einer RoR-Regulierung. Auch das niederländische Modell kann auf die Betriebskosten überführt werden.

Die Regulierung der Betriebskosten stand nicht im Fokus vorliegender Dissertation, deshalb soll abschließend nur kurz die Möglichkeit der Yardstickregulierung für die betreffenden Kostenanteile diskutiert werden. Hier sind in der europäischen Regulierungspraxis zwei Modelle bekannt. In Norwegen schätzt der Regulierer mittels einer DEA die Durchschnittskosten, nach welchen sich in der Folgeperiode 60 % der Erlöse richten. In den Niederlanden wird der generelle Produktivitätsfortschritt mittels Indizes ermittelt und es werden auf dieser Grundlage die Erlöse der Folgeperiode justiert. Die Autorin gibt dem niederländischen Modell aus folgenden Gründen den Vorzug:

- Eine Normkostenermittlung mittels eines Benchmarkingverfahrens setzt bei einem reinen OPEX-Benchmarking aufgrund der Substitutionsbeziehung zwischen Betriebs- und Kapitalkosten starke Fehlanreize und muss deshalb ausgeschlossen werden.
- Bei einer Normkostenermittlung mit einem Benchmarking auf Gesamtkostenbasis bleiben die allgemeinen Probleme — hervorgerufen durch die fehlende Vergleichbarkeit der Kapitalkosten — bestehen. Da im Netzbetrieb die technisch-wirtschaftliche Lebensdauer der Anlagen ihre Abschreibungsdauer i.d.R. übersteigt, variieren die Buchwerte in Abhängigkeit vom Alter des Anlagenparks. Aus diesem Grund wird die Effizienz von Netzbetreibern mit einem relativ jungen Anlagenpark systematisch unterschätzt.
- Insgesamt sind die Methoden für die Festlegung individueller Werte nur sehr beschränkt geeignet. Im Rahmen einer Yardstick-Regulierung richtet sich in jeder Periode ein wesentlicher Anteil der Erlöse (in Norwegen sind es 60 %) direkt nach den Ergebnissen der Vergleichsanalysen. Aus Sicht der Autorin sind die Methoden für eine solche starke Justierung untauglich.
- Im Gegensatz dazu ist bei der Ermittlung der Indizes (z.B. Malmquist oder Törnquist) nicht die absolute Höhe der Kosten sondern deren Entwicklung entscheidend. Deshalb ist es nicht kritisch, die Methode allein für die Betriebskosten anzuwenden. Ein Unternehmen mit einem höheren Anteil an Aktivierung hat zwar absolut geringere Betriebskosten, die Ausgangshöhe ist jedoch nicht ausschlaggebend für die Justierung der Erlöse. Wesentlich ist nur die relative Veränderung.
- Der mit der Indexermittlung verbundene Aufwand ist geringer als bei einer Normkostenermittlung mit Benchmarkingverfahren.

- Kritisch ist bei der Anwendung von Indizes jedoch die Festlegung des Ausgangsniveaus zu Beginn der Yardstick-Regulierung. Dieser Punkt wird im weiteren Verlauf noch einmal aufgegriffen.

Problematisch ist, dass die Annahme eines *Level Playing Field* erfordert, dass die geschätzten Ineffizienzen tatsächlich abgebaut werden, was bedeutet, dass der Zielwert am Ende der Erlösbergrenzenregulierung einen nachhaltigen Effekt hat. Wenn eine Fehleinschätzung vorlag, hat diese lange Einfluss auf die Regulierungsvorgaben. Ein zu hohes Zielniveau ist aus Konsumentensicht negativ, ein zu geringes Zielniveau beeinflusst die Erreichbarkeit der Vorgaben aus Unternehmenssicht auf negative Weise. Die Umsetzung der Yardstick-Regulierung als hybrides Regulierungssystem kann diese Unsicherheit mildern und erweist sich hier somit als Vorteil:

- Für die Kapitalkosten besteht keine Notwendigkeit einen Zielwert festzulegen, da mit der Implementierung einer RoR-Regulierung die tatsächlichen Kosten angesetzt werden.
- Die ermittelten individuellen Ineffizienzen sind deshalb anteilig auf die Betriebskosten umzurechnen. Mögliche Fehleinschätzungen betreffen demzufolge nur einen Teil der Kosten und beeinflussen nur anteilig die Höhe der zulässigen Erlöse.

Es bleibt zu untersuchen, ob das niederländische Modell auf Deutschland übertragen werden kann.

26. Ausblick

Das Verhältnis von Kostensenkungs- und Investitionsanreizen ist für einen Infrastrukturbereich per se von hoher Bedeutung. Die Ergebnisse vorliegender Arbeit können zusätzlich im Zuge eines sich verändernden Investitionsbedarfs aufgrund neuer Anforderungen an die Verteilnetze als Smart Grids Anhaltspunkte bieten. Jedoch muss darauf hingewiesen werden, dass Innovationsanreize in der vorliegenden Arbeit nicht zu den zentralen Untersuchungsgegenständen zählten.

Darüber hinaus fokussierten die Analysen die Wirkung der Regulierung auf die Kapitalkosten. Hier können Anreizregulierungssysteme auch dann problematisch sein, wenn das Umfeld und die Anforderungen an die Netze nicht dynamisch sind. Ursächlich sind u.a. Unterschiede in den Investitionszyklen, die die Vergleichbarkeit der Kapitalkosten außerordentlich erschweren und die Option, Investitionen zu verzögern. Letztere ermöglicht es, im Kontext einer Anreizregulierung zusätzliche Gewinne zu erwirtschaften indem Investitionen verzögert werden, ohne dass dies zeitnah durch eine Veränderung der Versorgungsqualität erkennbar ist. Ein zunehmend dynamisches Umfeld verschärft dann die Problematik.

Insofern die Betriebskostenerfordernisse sich ebenfalls verändern, wird die Bewertung eines Regulierungssystems für diese Kostenanteile gleichfalls erforderlich. So können neue Anforderungen die Umstellung von Prozessen, den Ausbau des Datenmanagements und den Aufbau neuer Stellen (bzw. eine Umstrukturierung) notwendig machen. In diesem Zusammenhang ergeben sich zukünftig sicherlich neue, interessante Forschungsfragen.

Insgesamt kann die Regulierung der Zukunft also nicht nur ein Schritt zurück in die Vergangenheit sein. Die Untersuchung neuer Konzepte sollte zwar die Lehren nutzen, die aus der bisherigen Regulierungserfahrung gezogen werden können. Allerdings sind darüber hinaus noch eine ganze Reihe offener Punkte aufzugreifen und zu optimieren. Hier sollen beispielhaft drei Aspekte genannt werden:

- Wie kann eine Regulierung Anreize für eine langfristig ausgerichtete Optimierung anstelle eines kurzfristigen, reaktiven Verhaltens der Branche setzen?
- Wie kann den Bereichen Forschung und Entwicklung und somit Innovationen Raum innerhalb der Regulierung gegeben werden?

- Sind die Strukturen der Netzentgelte konform mit den energiepolitischen Zielen?

Unabhängig von all diesen Fragestellungen zeigt vorliegende Arbeit jedoch, dass eine Kombination mit bewährten Methoden wie einer RoR-Regulierung nicht von vorne herein ausgeschlossen werden sollte. Neue Herausforderungen können alte Methoden und ihre Vor- und Nachteile in ein neues Licht rücken.

Literaturverzeichnis

- [1] ACTON, J. P. und I. VOGELSANG: *Symposium on Price - Cap Regulation: Introduction*. RAND Journal of Economics, 20(3):369–372, 1989.
- [2] AGRELL, P. und P. BOGETOFT: *Norm Models: Final Report*, 2003.
- [3] AGRELL, P. J., P. BOGETOFT, C. VON HIRSCHHAUSEN, A. NEUMANN und M. WALTER: *Projekt Gerner IV Ergebnisdokumentation: Bestimmung der Effizienzwerte Verteilnetzbetreiber Strom*. sumicsid, 2008.
- [4] AIGNER, D., C. A. K. LOVELL und P. SCHMIDT: *Formulation and Estimation of Stochastic Frontier Production Function Models*. Journal of Econometrics, 6(1):S.21–27, 1977.
- [5] AJODHIA, V. S.: *Regulation Beyond Price: Integrated Price-Quality Regulation for Electricity Distribution Networks*. Doktorarbeit, Technische Universität Delft, 2005.
- [6] AJODHIA, V. S., L. OLMOS und R. A. HAKVOORT: *Benchmarking Investments under Price-Cap Regulation*. Technische Universität Delft, 2005.
- [7] ALEXANDER, B.: *How to Construct a Service Quality Index in Performance-Based Benchmarking*. The Electricity Journal, 9(3):46–53, 1996.
- [8] AMEND, F.: *Flexibilität und Hedging : Realloptionen in der Elektrizitätswirtschaft*. In: *Realloptionen in der Unternehmenspraxis: Wert schaffen durch Flexibilität*, 2001.
- [9] ANGENEDT, N., G. MÜLLER, M. STRONZIK und M. WISSNER: *Stromerzeugung und Stromvertrieb – Eine wettbewerbsökonomische Analyse*. wtk Diskussionsbeitrag Nr. 297, 2007.
- [10] ARMSTRONG, M. und E. M. SAPPINGTON: *Regulation, Competition, and Liberalization*. Journal of Economic Literature, XLIV:325–266, 2006.
- [11] AROCENA, P., K. U. KÜHN und P. REGIBEAU: *Regulatory Reform in the Spanish Electricity Industry: A Missed Opportunity for Competition*. Energy Policy, 27:387–399, 1998.

- [12] AULT, G., D. FRAME, N. HUGHES und N. STARCHAN: *Electricity Network Scenarios for Great Britain in 2050 – Final Report for Ofgem’s LENS Project*, 2008.
- [13] AVERCH, H. und L. JOHNSON: *Behaviour of the Firm under Regulatory Constraint*. American Economic Review, 52:1052–1069, 1962.
- [14] BALLWIESER, W.: *Investitionsrechnungen für Netze im Rahmen der Anreizregulierung*. 2008.
- [15] BANK, M. und F. MAGER: *Die Warteoption im zeitstetigen Investitionsmodell*. WIST Heft, 6:302–207, 2000.
- [16] BATTALIO, R., L. SAMUELSON und J. VAN HUYCK: *Optimization Incentives and Coordination Failure in Laboratory Stag Hunt Games*. Econometrica, 69(3):749–764, 2001.
- [17] BAUMOL, W. J., J. C. PANZAR und R. D. WILLIG: *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*. Harcourt College Pub, New York usw., 1982.
- [18] BERNSTEIN, J. I. und D. E. M. SAPPINGTON: *Setting the X Factor in Price Cap Regulation Plans*. Journal of Regulatory Economics, 16:5–25, 1999.
- [19] BJØRNDAL, E., M. BJØRNDAL und T. JOHNSEN: *Implementing Super-Efficiency in the Regulation of Electricity Networks*. 5. Conference of Applied Infrastructure Research, TU Berlin, 2006.
- [20] BJØRNDAL, E., M. BJØRNDAL und T. JOHNSEN: *Justeringsparameteren I inntektsreguleringen – Vurdering av behov for endering*. Samfunns- og næringslivsforskning, SNF, 2008.
- [21] BLIEM, M. G.: *Ökonomische Bewertung der Versorgungsqualität im österreichischen Stromnetz und Entwicklung eines Modells für ein Qualitätsanreizsystem*. Doktorarbeit, Alpen-Adria-Universität Klagenfurt, Klagenfurt, 2007.
- [22] BMWI: *Energiestatistik des BMWI*. www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken,did=180890.html, 2009.
- [23] BOOZ ALLEN HAMILTON: *Report for the Rail Regulator: Railtrack’s Performance in the Control Period 1995-2001*. Booz Allen Hamilton Limited, 1999.
- [24] BORRMANN, J. und J. FINSINGER: *Markt und Regulierung*. Vahlen, München, 1999.
- [25] BORTZ, J.: *Statistik für Human- und Sozialwissenschaftler*. Springer, Heidelberg, 6 Auflage, 2005.

- [26] BOTHE, D. und C. RIECHMANN: *Hohe Versorgungszuverlässigkeit bei Strom wertvoller Standortfaktor für Deutschland*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58(10):31–36, 2008.
- [27] BREALEY, R. S. und STEWART C. S. C. MYERS: *Principles of Corporate Finance*. The Bath Press, Boston usw., 2000.
- [28] BROWN, L., M. EINHORN und I. VOGELSANG: *Toward Improved and Practical Incentive Regulation*. Journal of Regulatory Economics, 3:323–338, 1991.
- [29] BRUNEKREEFT, G.: *Grundzüge des generellen X-Faktors*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57(10):36–39, 2007.
- [30] BUCHANAN, A.: *Is RPI-X still Fit for Purpose after 20 Years?* Beesley Lecture – London, Oktober 2008.
- [31] BUNDESNETZAGENTUR: *Beschlussentwurf BKK-08.068*.
- [32] BUNDESNETZAGENTUR: *Bericht der Bundesnetzagentur nach §112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach §21a EnWG*, 2006.
- [33] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoringbericht 2007 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen*, 2007.
- [34] BUNDESRAT: *Beschluss des Bundesrates zur Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - Strom-NEV)*, Bundesdrucksache 245/05, April 2005.
- [35] CEPA: *Productivity Improvements in Distribution Network Operators*. Report for Ofgem, November 2003.
- [36] CHAMBERLIN, E. H. und R. E. KUENNE: *Monopolistic Competition Theory*. Wiley, New York, 1967.
- [37] CHARNESAND, A., W. W. M. COOPER und E. ROGDES: *Measuring the Efficiency of Decision Making Units*. European Journal of Operational Research, 2(6):429–444, 1978.
- [38] CHENNELLS, L.: *The Windfall Tax*. Fiscal Studies, 18(3):279–291, 1997.
- [39] CHIN, W.: *The Partial Least Squares Approach to Structural Equation Modelling*. In: MARCOULIDES, GEORGE A. (Herausgeber): *Modern Methods for Business Research*, Seiten 295–358, Mawah/ New Jersey, London, 1998. Lawrence Elbaum Associates.

- [40] COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS (CEER): *Third Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*, 2005.
- [41] CREW, M. A. und P. R. KLEINDORFER: *Incentive Regulation in the United Kingdom and the United States: Some Lessons*. Journal of Regulatory Economics, 9:211–225, 1996.
- [42] CREW, M. A. und P. R. KLEINDORFER: *Regulatory Economics: Twenty Years of Progress?* Journal of Regulatory Economics, 21:5–22, 2002.
- [43] DIEKMANN, J., H.-J. ZIESING und U. LEPRICH: *Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen*. DIW Berlin: Politikberatung kompakt Nr. 23, 2006.
- [44] DIXIT, A. K. und R. S. PYNDICK: *Investments under Uncertainty*. Princeton University Press, Princeton, 1994.
- [45] DTE: *Dokument Number 100947-183 (Annex B To Decision)*, 2006a.
- [46] DTE: *Dokument Number 102106-89 (Annex A to Method Decision)*, 2006b.
- [47] DTE. www.energiekamer.nl, Mai 2010.
- [48] E-CONTROL: *Erläuterungen zur Systemnutzungstarife-Verordnung 2006*. www.e-control.at/portal/page/portal/recht/bundesrecht/strom/verordnungen, 2006.
- [49] E-CONTROL und VERBAND DER ELEKTRIZITÄTSUNTERNEHMEN ÖSTERREICHS: *Pressemitteilung: Regulator E-Control und E-Wirtschaft über neue Netztarife einig*. www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/PA_LOI_08-07_Final.pdf, Mai 2010.
- [50] ECONOMICS, FRONTIER: *Ermittlung des Zuschlags zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Wagnisse im Bereich Strom und Gas*. Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 2008.
- [51] EFRON, B.: *The Jackknife, the Bootstrap and other Resampling Plans*. Society for Industrial and Applied Mathematics, Philadelphia, Pennsylvania, 1982.
- [52] ERDMANN, G. und P. ZWEIFEL: *Energieökonomik: Theorie und Anwendungen*. Springer, Berlin, 2008.
- [53] ERGAS, H.: *Time Consistency in Regulatory Price Setting: An Australian Case Study*. Review of Network Economics, 8(2):153–163, 2009.

- [54] ESTACHE, A., M. A. ROSSI und C. A. RUZZIER: *The Case for International Coordination of Electricity Regulation: Evidence from the Measurement of Efficiency in South America*. Journal of Regulatory Economics, 25(3):271–295, 2004.
- [55] EURENDEL: *Technology and Social Visions for Europ's Energy Future: A Europe-Wide Delphi Study*. www.eurendel.net, 2004.
- [56] EUROPEAN COMMISSION: *European Smart Grids Technology Platform- Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future*. Office for Official Publications of the European Communities, Luxemburg, 2006.
- [57] FARRELL, M. J.: *The Measurement of Productive Efficiency*. Journal of the Royal Statistical Society, Serie A, 129(3):253–290, 1957.
- [58] FASSING, W.: *Wettbewerb, Unternehmenskonzentration und Investitionsverhalten*. Duncker und Humblot, Berlin, 1982.
- [59] FELTOVICH, N., A. IWASAKI und S. ODA: *Payoff Levels, Loss Avoidance, and Equilibrium Selection in the Stag Hunt: An Experimanetal Study*. Working Paper Series, 2008.
- [60] FLOHSDORFF, R. und G. HILGARTH: *Elektrische Energieverteilung*. Viewg u. Teubner, Wiesbaden, 9 Auflage, 2005.
- [61] FORNELL, C. und F. BOOKSTEIN: *Two Structural Equation Models: LISREL and PLS Applied to Consumer Exit-Voice Theory*. Journal of Marketing Research, Special Issue on Causal Modelling, 19(4):440–452, 1982.
- [62] FOSNAS, A.: *Nettregulering i en nordisk kontekst*. NTNU, 2007.
- [63] FRASER, R.: *Price, Quality and Regulation, an Analysis of Price Capping and the Reliability of Electricity Supply*. Energy Economics, 16:175–183, 1994.
- [64] FRITSCH, M., T. WEIN und H.-J. EWERS: *Marktversagen und Wirtschaftspolitik: Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns*. Vahlen, München, 6. Auflage, 2005.
- [65] GEISSER, S.: *Disussion of Professor Stone's Paper*. Journal of the Royal Statistical Society, 36(2):S. 141–142, 1974.
- [66] GERTHSEN, C. und H. VOGEL: *Gerthsen Physik*. Springer, Berlin, 19 Auflage, 1997.
- [67] GILBERT, R. J. und D. M. NEWBERY: *The Dynamic Efficiency of Regulatory Constitutions*. RAND Journal of Economics, 25(4):538–554, 1994.

- [68] GOMÉZ, T.: *Distribution Regulation in Spain: Workshop with Norwegian Companies and Regulators*. Instituto De Investigación Tecnológica (IIT), Universidad Pontificia Comilla, Juni 2007.
- [69] GRASTO, K.: *Incentive Based Regulation of Electricity Monopolies in Norway: Background, Principles and Directives, Implementation and Control System*. NVE, 1997.
- [70] GRIFELL-TATJÉ, E. und C. A. K. LOVELL: *The Managers versus the Consultants*. Scandinavian Journal of Economics, 105(1):119–138, 2003.
- [71] GROSS-SCHULER, A.: *Irreversibilität und Unternehmensstrategie: Das Konzept der Sunk Costs und seine Entscheidungsrelevanz*. Dt. Univ.-Verl., Wiesbaden, 2001.
- [72] GROWITSCH, C., T. JAMASB, C. MUELLER und M. WISSNER: *Quality of Supply in Energy Regulation – Measurement, Assessment and Experience from Norway*. EPRG Working Paper 0920, Cambridge Working Paper Economics 0931, 2009.
- [73] GÖRS, J., O. REIN und E. REUTER: *Stromwirtschaft im Wandel*. Deutscher Universitäts-Verlag, Wiesbaden, 2000.
- [74] HABER, A. und A. RODGARKIA-DARA: *Qualitätsregulierung – Theorie und internationale Erfahrungen*. Working Paper Nr. 16, 2005.
- [75] HADRÉ, S. und J. KATZFEY: *Vorbereitung auf die Anreizregulierung*. emw, 4:2–6, 2005.
- [76] HAUCAP, J. und P. RÖTZEL: *Die geplante Anreizregulierung in der deutschen Elektrizitätswirtschaft: Einige ökonomische Anmerkungen*. In: SÄCKER, F. J. und W. B. COLBE (Herausgeber): *Wettbewerbsfördernde Anreizregulierung*, Seiten 53–73, Frankfurt a. M., 2007.
- [77] HAX, H.: *Investitionentheorie*. Physica-Paperback, Würzburg, 4 Auflage, 1979.
- [78] HENSE, A. und M. STRONZIK: *Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse*. WIK Diskussionsbeiträge Nr. 268, 2005.
- [79] HERRMANN, A., F. HUBER und F. KRESSMANN: *Varianz- und kovarianzbasierte Strukturgleichungsmodelle: Ein Leitfaden zu deren Spezifikation, Schätzung und Beurteilung*. zfb, 58:34–66, 2006.
- [80] HESSELING, D.: *Fünf Jahre unterwegs: Engpässe und Erfolge der Energieregulierung in den Niederlanden*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56(5):53–57, 2006.

- [81] HESSELING, D. und A. SARI: *The Introduction of Quality Regulation of Electricity Distribution in The Netherlands*. European Energy Law Report, 3:127–145, 2007.
- [82] HEUVELHOF, E.: *Investments in Infrastructure: Strategic Behaviour*. In: ARTS, G., W. DICKE und L. HANCHER (Herausgeber): *New Perspectives on Investment in Infrastructure*, The Hague, Amsterdam, 2008.
- [83] HILDEBRANDT, L. und C. HOMBURG: *Die Kausalanalyse als Instrument der empirischen betriebswirtschaftlichen Forschung*. Schäffer-Poeschel, Stuttgart, 1998.
- [84] HIRSCHHAUSEN, C. VON, T. BECKERS und A. BRENCK: *Regulation and Long-Term Investment in Infrastructure Provision – Theory and Policy*. Utilities Policy, 12(4):203–210, 2004.
- [85] HOGAN, W. W.: *Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms*. Journal of Regulatory Economics, 21(1):103–132, 2002.
- [86] HOMMEL, U. und J. MÜLLER: *Realoptionsbasierte Investitionsbewertung*. FinanzBetrieb, 2(8):177–185, 1999.
- [87] HOMMEL, U. und G. PRITSCH: *Investitionsbewertung und Unternehmensführung mit dem Realoptionsansatz*. In: ACHLEITNER, A.-K. und G. F. THOMA (Herausgeber): *Handbuch Corporate Finance*, Seiten 1–67, Köln, 2001.
- [88] HONKAPURO, S.: *Performance Benchmarking and Incentive Regulation - Considerations of Directing Signals for Electricity Distribution Companies*. Doktorarbeit, Lappeenranta University of Technology, Lappeenranta, 2008.
- [89] HONKAPURO, S., J. LASSILA, S. VILJAINEN, K. TAHAVANAIEEN und K. PARTANEN: *Econometric Model as a Regulatory Tool in Electricity Distribution . Case Network Performance Assessment Model*. Research Report, Lappeenranta University of Technology, 2004.
- [90] HUBER, F., A. HERRMANN, F. MEYER, J. VOGEL und K. VOLLHARDT: *Kausalmodellierung mit Partial Least Squares: Eine anwendungsorientierte Einführung*. Gabler, Wiesbaden, 2007.
- [91] HULLAND, J.: *Use of Partial Least Squares in Strategic Management Research: A Review of Four Recent Studies*. Strategic Management Journal, 20(2):195–204, 1999.
- [92] INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN TECNOLÓGICA (IIT). www.iit.upcomillas.es, 2010.
- [93] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY: *Distributed Generation in Liberalized Electricity Markets*. International Energy Agency, Paris, 2002.

- [94] ISAAC, M. R.: *Price Cap Regulation; A Case Study of Some Pitfalls of Implementation*. Journal of Regulatory Economics, 3:193–210, 1991.
- [95] J.-B-LOHMÖLLER und H. WOLD: *Introduction to PLS Estimation of Path Models with Latent Variables, Including Some Recent Developments on Mixed Scales Variables*. Forschungsbericht 82.02 Fachbereich Pädagogik der Hochschule der Bundeswehr München, 1982.
- [96] JAMASB, T. und M. POLLITT: *Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities: Lessons from International Experience*, 2000.
- [97] JAMASB, T. und M. POLLITT: *Reference Models in Incentive Regulation of Electricity Distribution Models: An Evaluation of Sweden's Network Performance Assessment Model (NPAM)*. EPRG0718, 2007a.
- [98] JAMASB, T. und M. POLLITT: *Incentive Regulation and Benchmarking of Electricity Distribution Networks: From Britain to Switzerland*. University of Cambridge, Report prepared for Swiss State Secretariat of Economic Affairs, 2007b.
- [99] JAMASB, T. und M. SÖDERBERG: *Yardstick and Ex-Post Regulation by Norm Model: Empirical Equivalence, Pricing Effect, and Performance in Sweeden*. CWPE 0908 & EPRG 0906, 2009.
- [100] JENSEN, U., J. OBERLÄNDER, C. STIENS und P. WOLFRAM: *Fairer Effizienzvergleich oder Milchmädchenrechnung?* Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 58(7):28–32, 2008.
- [101] JOSKOW, P.: *Regulation of Natural Monopoly*. Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research, 05-008 WP, 2005.
- [102] JÖRESKOP, K. G. und H. WOLD: *Systems Under Indirect Observation Causality-Structure Prediction*, Band 1. North Holland Publ. Co., Amsterdam usw., 1982.
- [103] KAHN, A.: *The Economics of Regulation*. MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1998.
- [104] KEPPLER, J.: *Monopolistic Competition Theory: Origins, Results and Implications*. Johns Hopkins University Press, Baltimore, 1994.
- [105] KIDOKORO, Y.: *The Effects of Regulatory Reform on Quality*. Journal of the Japanese and International Economics, 16:135–146, 2002.

- [106] KINNUNEN, K.: *Network Pricing in the Nordic Countries- an Empirical Analysis of the Local Electricity Distribution Utilities' Efficiency and Pricing*. Universität Oldenburg, 2003.
- [107] KLUMP, R.: *Wiener-Prozesse und das Ito-Theorem*. WiSt - Wirtschaftswissenschaftliches Studium, 14:183–185, 1985.
- [108] KNEPEL, H.: *Modelle mit unbeobachtbaren Variablen*. Arbeitspapier 36 14, 1980.
- [109] KNEIPS, G.: *Von der Theorie angreifbarer Märkte zur Theorie monopolistischer Bottlenecks*. Diskussionsbeitrag Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Nr. 103, 2004.
- [110] KNEIPS, G.: *Aktuelle Vorschläge zur Preisregulierung natürlicher Monopole*. Diskussionsbeitrag Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik, Nr. 105, 2005.
- [111] KRUSE, J.: *Ökonomie der Monopolregulierung*. Vandenhoeck und Ruprecht, Göttingen, 1985.
- [112] KYDLAND, F. E. und E. C. PRESCOTT: *Rules Rather than Discretion: The Inconsistence of Optimal Plans*. The Journal of Political Economy, 85(3):473–492, 1977.
- [113] LAFFONT, J.-J. und J. TIROLE: *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. MIT Press, Cambridge, London, 1994.
- [114] LEIBENSTEIN, H.: *Allocative Efficiency vs. X-Efficiency*. American Economic Review, 20:392–415, 1966.
- [115] LEIBENSTEIN, H.: *General X-Efficiency Theory and Economic Development*. Oxford University Press, New York usw., 1978.
- [116] LEPRICH, U.: *Dezentrale Energiesysteme und Aktive Netzbetreiber (DENSAN)*. Öko-Insitut e. V., 2005.
- [117] LEVY, B. und P. SPILLER: *Regulations, Institutions, and Commitment*. Cambridge University Press, Cambridge, New York, Melbourne, 1996.
- [118] LISTON, C.: *Price-Cap versus Rate-of-Return Regulation*. Journal of Regulatory Economics, 5(1):25–48, 1993.
- [119] LYONAND, T. P. und W. J. MAYO: *Regulatory Opportunism and Investment Behaviour: Evidence from the U.S. Electricity Industry*. RAND Journal of Economics, 36(3):628–644, 2005.

- [120] MAAS, C.: *Determinanten betrieblichen Investitionsverhaltens: Theorie und Empirie*, Berlin. Duncker und Humblot, Berlin, 1990.
- [121] MAYER, C. und J. VICKERS: *Profit-Sharing Regulation: An Economic Appraisal*. Fiscal Studies, 17(2):83–101, 1996.
- [122] MEINZENBACH, J.: *Die Anreizregulierung als Instrument zur Regulierung von Netznutzungsentgelten im neuen EnWG: Eine Untersuchung der normativen Vorgaben des § 21 a EnWG im System einer wettbewerbsfördernden Netzentgeltkontrolle*. Nomos, Berlin, 2007.
- [123] MEISSNER, W. und M. UHLE-FASSING: *Weiche Modelle und iterative Schätzungen: Eine Anwendung auf Probleme der neuen polit. Ökonomie*. Campus Verlag, Frankfurt a. M., New York, 1982.
- [124] MERTON, R. C.: *Continuous-Time Finance*. Blackwell Publishers, Cambridge, 1990.
- [125] MERZ, C.: *Monetäre Bewertung der Netzzuverlässigkeit für eine effiziente Qualitätsanreizregulierung*. EWI Working Paper Nr. 08.01, 2008.
- [126] NAGEL, T. und M. RAMMERSTORFER: *Modelling Investment Behaviour under Price Cap Regulation*. Central European Journal of Operations Research, 17(2):111–129, 2008.
- [127] NILLESEN, P. H. L. und M. G. POLLITT: *The 2001-3 Electricity Price Control Review in the Netherlands: Regulatory Process and Consumer Welfare*. Journal of Regulatory Economics, 31:261–287, 2007.
- [128] NITZSCH, R. VON: *Investitionsbewertung und Risikofinanzierung*. Schäffer-Poeschel, Stuttgart, 1997.
- [129] NOACK, F.: *Einführung in die elektrische Energietechnik*. Fachbuchverl. Leipzig im Carl-Hanser-Verl., München, 2003.
- [130] NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT (NVE). Report on Regulation and the Electricity Market, Annual Report, 2008.
- [131] NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT (NVE). www.nvo.no, Mai 2010.
- [132] OED (ÖL- UND ENERGIEMINISTERIUM, NORWEGEN): *Forskrift om endring i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer [Verordnung zu Anreizregulierung, Teil Qualitätsregulierung]*. www.lovdata.no/cgi-wift/ldles?doc/sf/sf/sf/sf-20071207-1423.html, 2007.
- [133] OFGEM: *Electricity Distribution Price Control Review – Final Proposals*, 2004.

- [134] OFGEM: *Review of Public Electricity Suppliers 1998 – 2000 – Distribution Price Control Review: Final Proposals*, 1999.
- [135] OFGEM: *Regulating Energy Networks for the Future: RPI-X@20 - Principles, Process and Issues*, 2009a.
- [136] OFGEM: *Regulating Energy Networks of the Future: RPI-X@20 Emerging Thinking; Main Consultation*, 2010.
- [137] PANTEGHINI, P. und C. SCARPA: *Incentives to (Irreversible) Investments under Different Regulatory Regimes*. CESIFO Working Paper Nr. 934, 2001.
- [138] PANTEGHINI, P. und C. SCARPA: *Irreversible Investment and Regulatory Risk*. CESIFO Working Paper Nr. 417, 2003.
- [139] PAULUN, T.: *Strategische Ausbauplanung für elektrische Netze unter Unsicherheit*. In: HAUBRICH, H. J. (Herausgeber): *Jahresbericht des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und der Forschungsgesellschaft Energie der RWTH Aachen*, Seiten 36–42, Aachen, 2007a.
- [140] PAULUN, T.: *Strategische Ausbauplanung für elektrische Netze unter Unsicherheit*. In: HAUBRICH, H.-J. (Herausgeber): *Aachener Beiträge zur Energieversorgung*, Band 115, Aachen, 2007b.
- [141] PFAFFENBERGER, W., I. HENSING und W. STRÖBELE: *Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik*. Oldenbourg, München, 1998.
- [142] PHILLIPS, C.: *The Regulation of Public Utilities*. Public Utilities Reports, Inc., Arlington, 1984.
- [143] POLLIT, M. G.: *The Declining Role of the State in Infrastructure Investments in the UK*. Cambridge Working Papers in Economics Nr. 0001, 2000.
- [144] POLLITT, M.: *The Future of Electricity and Gas Regulation*. EPRG 0911 & CWPE 0819, 2008.
- [145] POLLITT, M. und J. BIALEK: *Electricity Network Investment and Regulation for a Low Carbon Future*. CWPE 0750 & EPRG 0721, 2007.
- [146] POSNER, R.: *Natural Monopoly and its Regulation*. Cato Inst., Washington DC, 1999.
- [147] REMSCHMIDT, D., H. ARMS, M. CORD, M. GOTTSCHALK und M. MAXELON: *Die Zukunft der deutschen Stromnetze: Veränderte Eigentümerstrukturen und intelligente Technologien*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57(11):56–59, 2007.

- [148] RINGLE, C. M., S. WENDE und S. WILL: *SmartPLS 2.0 (M3) Beta*, 2005.
- [149] RINGLE, M.: *Messung von Kausalmodellen: Ein Methodenvergleich*. In: HANSMANN, K.-W. (Herausgeber): *Industrielles Management*, Hamburg, 2004a.
- [150] RINGLE, M.: *Gütemaße für den Partial Least Squares Ansatz zur Bestimmung von Kausalmodellen*. In: HANSMANN, K.-W. (Herausgeber): *Industrielles Management*, Hamburg, 2004b.
- [151] ROUSSEAU, J.-J.: *Diskurs über die Ungleichheit*. Schönigh, Paderborn, 1984.
- [152] RUNDfunk und TELEKOM REGULIERUNGS-GMBH: *Marktanalyseverfahren im neuen Rechtsrahmen für elektronische Kommunikation*. Schriftenreihe der Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH, Band 5, 2004.
- [153] SANDAL, K., O. MOGSTAD und H. SEJLESETH: *Utvidelse af KILE-ordning ved inkludering af kortvarige afbrudd“ [Ausweitung des KILE-Systems unter Berücksichtigung kurzer Unterbrechungen]*. Forschungsbericht im Auftrag von NVE, SINTEF Energiforsking AS, 2007.
- [154] SAPPINGTON, D. E. M.: *Regulating Service Quality: A Survey*. Journal of Regulatory Economics, 27(2):123–154, 2005.
- [155] SCHIEBELSBERGER, B. und W. ZIMMERMANN: *Einsatz dezentraler regenerativer Erzeugung im Mittel – und Niederspannungsnetz unter dem Aspekt der Systemführung*. In: *Sichere und zuverlässige Systemführung von Kraftwerk und Netz im Zeichen der Deregulierung, Tagung VDI/VDE-Gesellschaft Mess- und Automatisierungstechnik in München am 21. und 22. Mai 2003, VDI-Bericht 1747*, Seiten 141–149, Düsseldorf, 2003.
- [156] SCHMIDTCHEN, D.: *Wettbewerbspolitik als Aufgabe. Methodologische und systemtheoretische Grundlagen für eine Neuorientierung*. Nomos-Verl., Baden Baden, 1978.
- [157] SCHÖBER, D. und C. WEBER: *Auswirkungen der Anreizregulierung auf Betrieb, Investitionen und Rentabilität von Strom- und Gasnetzen*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 56(Special 11):8–12, 2006.
- [158] SCHWINN, R. und A. SÜDKAMP: *Betriebswirtschaftslehre*. Oldenbourg, 2. Auflage, 1996.
- [159] SHARKEY, W. W.: *The Theory of Natural Monopoly*. Cambridge University Press, Cambridge, New York, 1982.

- [160] SHESHINSKI, E.: *Price, Quality and Quantity Regulation in Monopoly Situations*. *Economica*, 43:127–137, 1976.
- [161] SHLEIFER, A.: *A Theory of Yardstick Competition*. *Rand Journal of Economics*, 16(3):319–327, 1985.
- [162] SIMMONDS, G.: *Regulation of the UK Electricity Industry – 2002 edition*. CRI Industry Brief, University of Bath, 2002.
- [163] SOLVER, T.: *Reliability in Performance-Based Regulation*. Licentiate Thesis, Royal Insitute of Technology, Sweden, 2005.
- [164] SPENCE, M. A.: *Monopoly, Quality and Regulation*. *The Bell Journal of Economics*, 6(2):417–429, 1975.
- [165] STEGER, U., U. BÜDENBENDER, E. FEES und D. NELLES: *Die Regulierung elektrischer Netze: offene Fragen und Lösungsansätze*, Band 32 der Reihe *Ethics of Science and Technology Assessment*. Springer, Berlin, Heidelberg, 2008.
- [166] STEINBRICH, K., S. LEYERS, G. KROST und H. BRACKELMANN: *Erneuerungsstrategien für ein MA-Kabelnetz im Spannungsfeld von Netzkosten und Netzqualität*. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 56(11):40–45, 2006.
- [167] STIGLER, G. J.: *The Organisation of Industry*. The University of Chicago Press, Chicago, London, 1968.
- [168] STONE, M.: *Cross-Validatory Choice and Assessment of Statistical Predictions*. *Journal of the Royal Statistical Society*, 36(2):111–147, 1974.
- [169] STRAUZ, R.: *Regulatory Risk under Optimal Incentive Regulation*. CESIFO Working Paper Nr. 2638, 2009.
- [170] STURROCK: *Discussion of Mr. Farrells Paper*. *Journal of the Royal Statistical Society, Serie A*, 120(3):285, 1957.
- [171] TAO, X.: *Automatisierte Grundsatzplanung von Mittelspannungsnetzen*. In: HAUBRICH, H.-J. (Herausgeber): *Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 112*, Aachen, 2007a.
- [172] TAO, X.: *Automatisierte Grundsatzplanung von Mittelspannungsnetzen*. In: HAUBRICH, H.-J. (Herausgeber): *Jahresbericht 2007 des Instituts für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft und der Forschungsgesellschaft Energie der RWTH Aachen*, Seiten 43–49, Aachen, 2007b.

-
- [173] VATERLAUS, S. und J. WILD: *Norwegische Elektrizitätsmarktöffnung: Kostenrechnungs- und Preisbildungsfragen der Netzgesellschaften*. Bericht von Plaut Economics im Auftrag vom Schweizerischen Bundesamt für Energie, 2002.
- [174] VDN: *Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast 2005*, 2005.
- [175] VDN: *Daten und Fakten Stromnetze in Deutschland 2006*, 2007.
- [176] VOGELSANG, I.: *Incentive Regulation and Public Utility Markets: A 20-Year Perspective*. Journal of Regulatory Economics, 22(1):5–27, 2002.
- [177] VOLLERT, A.: *A Stochastic Control Framework for Real Options in Strategic Valuation*. Birkhäuser, Boston, Basel, Berlin, 2003.
- [178] WEBER, C. und D. SCHÖBER: *Ist ein nachhaltiger Netzbetrieb bei Benchmarking mit heterogenen Kapitalstrukturen möglich?* Zeitschrift für Energiewirtschaft, 31(1):3–14, 2007.
- [179] WEIMANN, J.: *Wirtschaftspolitik: Allokation und kollektive Entscheidungen*. Springer, Berlin usw., 4. Auflage, 2006.
- [180] WHITE, L. J.: *Quality Variation when Prices are Regulated*. Bell Journal of Economics and Management Science, 3(2):425–436, 1972.
- [181] WOLTER, D. und E. REUTER: *Preis und Handelskonzepte in der Stromwirtschaft – von den Anfängen der Elektrizitätswirtschaft bis zur Einrichtung einer Strombörse*. Dt. Univ-Verl, Wiesbaden, 2005.
- [182] WUPPERTALER INSTITUT FÜR KLIMAFORSCHUNG: *Die technische Entwicklung auf den Strom- und Gasmärkten – Eine Kurzepertise der Rolle und Entwicklungsperspektiven und der Wechselwirkung zwischen technischem Fortschritt und den Akteursstrukturen in den Strom- und Gasmärkten*. Kurzepertise für die Monopolkommission, 2002.
- [183] YOUNG, P. H.: *Individual Strategy and Social Structure : An Evolutionary Theory of Institutions*. Princeton University Press, Princeton usw., 1998.

Anhang

A. Übersicht über die Europäische Regulierungspraxis

A. Übersicht über die Europäische Regulierungspraxis

Land	Anzahl DSO	Start Reg.	Behörde	Konzept
Belgien	28	2003	Commission for Energy and Gas Regulation (CREG, www.creg.be)	ROR-Regulierung
Bulgarien	n.a.	1999	State Energy and Water Regulation Commission (DKER, www.dker.bg)	Erlösobergrenze (seit 2005)
Deutschland	ca. 900	2005	Bundesnetzagentur (BNetzA, www.bundesnetzagentur.de)	Erlösobergrenze (seit 2009)
Dänemark	136	2000	Danish Energy Regulation Authority (DERA, www.energitilsynet.dk)	Erlösobergrenze (von 2000 - 2004); Preisobergrenze (seit 2004/05)
Estland	42, Eesti Energia AS Group: ca. 85 % des Marktes	1998	Energy Market Inspectorate (EMI, www.eti.gov.ee)	Preisobergrenze (seit 2003)
Finnland	104	1995	Energy Market Authority (EMV, www.emvi.fi)	Mischung aus ROR- und Preisobergrenzenregulierung
Frankreich	160, EDF: ca. 95 % des Marktes	2000	Commission deregulation de l'énergie (CRE, www.cre.fr)	ROR-Regulierung
Griechenland	1	2000	n.a.	n.a.
Irland	1	1999	Commission for Energy Regulation (CRE, www.cre.ie)	ROR-Regulierung
Italien	ca. 190, Enel: ca. 90 % des Marktes	1999	Regulatory Authority für Electricity and Gas (AEEG, www.autorita.energia.it)	Mischung aus ROR- und Preisobergrenzenregulierung
Lettland	9, Latvenego: ca. 90 % des Marktes	2002	Public Utilities Commission (PUC, www.sprk.gov.lv)	Mischung aus ROR- und Preisobergrenzenregulierung
Litauen	7	2002	National Control Commission for prices and Energy (NCC, www.regula.li)	Preisobergrenze
Luxemburg	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Niederlande	18	2000	Directie Toezicht Energie (DTe, www.dte.nl)	Preisobergrenze (von 2000 - 2006); Yardstick (seit 2007)

Tabelle A.1.: Überblick internationale Regulierungspraxis (1)

Land	Anzahl DSO	Start Reg.	Behörde	Konzept
Norwegen	170	1997	Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE, www.nve.no)	Erlösobergrenze (von 1997 - 2006); Yardstick (seit 2007)
Österreich	133	2000	Energie Control GmbH (ECG)/Energie-Control Commission, www.e-control.at	Erlösobergrenze (seit 2006)
Polen	14	n.a.	Energy Regulatory Office, www.dre.gov.pl	Erlösobergrenze (seit 2002)
Portugal	13	n.a.	Energy Service Regulatory Authority (ERSE, www.erse.pt)	Erlös- oder Preisobergrenze
Rumänien	n.a.	1999	Electricity and heat Regulatory Authority (ANRE, www.anre.ro)	Preisobergrenze (seit 2004)
Schweden	184	1996	Swedish Energy Market Inspectorate, www.energimarknadsinspektionen.se	ROR-Regulierung
Slowakei	3	2001	Regulatory Office for Network Industries (RONU, www.urso.gov.sk)	Preisobergrenze (seit 2004)
Slowenien	5	2002	Energy Agency of the Republic Slovenia (Agen-RS, www.agen-rs.si)	Preisobergrenze
Spanien	308	1998	National Energy Commission (CNE, www.cne.es)	Erlösobergrenze
Tschechische Republik	915	2001	Energy regulatory Office (ERG, www.eru.cz)	Erlösobergrenze
Ungarn	6	n.a.	Hungarian Energy Office (HEO, www.eh.gov.hu)	Erlösobergrenze
Großbritannien	17	1990	Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem, www.ofgem.gov.uk)	Preisobergrenze
Zypern	1	2003	Cypurs Energy Regulatory Authority	ROR-Regulierung

Tabelle A.2.: Überblick internationale Regulierungspraxis (2)

B. Fragebogen und Umfrageergebnisse

1. Evaluating the regulatory system for distribution system operators of your country: What importance have the following issues for you?

a) Transparency of regulatory decisions

- unimportant (0/ 0,00 %)
- rather unimportant (0/ 0,00 %)
- of moderate importance (0/ 0,00 %)
- rather important (12/ 14,46 %)
- important (69/ 83,13 %)
- no evaluation (2/ 2,41 %)

b) Predictability for return on investments

- unimportant (0/ 0,00 %)
- rather unimportant (0/ 0,00 %)
- of moderate importance (0/ 0,00 %)
- rather important (8/ 9,64 %)
- important (74/ 89,16 %)
- no evaluation (1/ 1,20 %)

c) Low complexity of regulatory acts and rules

- unimportant (1/ 1,20 %)
- rather unimportant (1/ 1,20 %)
- of moderate importance (18/ 21,69 %)
- rather important (36/ 43,37 %)

- important (27/ 32,53 %)
- no evaluation (0/ 0,00 %)

d) **Adequacy of regulatory decisions**

- unimportant (0/ 0,00 %)
- rather unimportant (0/ 0,00 %)
- of moderate importance (1/ 1,20 %)
- rather important (19/ 22,89 %)
- important (62/ 74,70 %)
- no evaluation (1/ 1,20 %)

2. **How does the current regulatory practise fulfil the following points?**

a) **Transparency of regulatory decisions**

- does not fulfil (5/ 6,02 %)
- only slightly fulfils (11/ 13,25 %)
- somewhat fulfils (37/ 44,58 %)
- almost fulfils (24/ 28,92 %)
- fulfils (4/ 4,82 %)
- no evaluation (2/ 2,41 %)

b) **Predictability for return on investments**

- does not fulfil (1/ 1,20 %)
- only slightly fulfils (11/ 13,25 %)
- somewhat fulfils (27/ 32,53 %)
- almost fulfils (30/ 36,14 %)
- fulfils (10/ 12,05 %)
- no evaluation (4/ 4,82 %)

c) **Low complexity of regulatory acts and rules**

- does not fulfil (2/ 2,41 %)

-
- only slightly fulfils (10/ 12,05 %)
 - somewhat fulfils (29/ 34,94 %)
 - almost fulfils (28/ 33,73 %)
 - fulfils (14/ 16,87 %)
 - no evaluation (0/ 0,00 %)

d) **Adequacy of regulatory decisions**

- does not fulfil (0/ 0,00 %)
- only slightly fulfils (11/ 13,25 %)
- somewhat fulfils (29/ 34,94 %)
- almost fulfils (32/ 38,55 %)
- fulfils (8/ 9,64 %)
- no evaluation (3/ 3,61 %)

3. Have some of these issues changed within the last 5 years? If yes, how have they changed since 2003?

a) Transparency of regulatory decisions

- declined (3/ 3,61 %)
- somewhat declined (27/ 32,53 %)
- did not change (26/ 31,33 %)
- somewhat increased (15/ 18,07 %)
- increased (4/ 4,82 %)
- no evaluation (8/ 9,64 %)

b) Predictability for return on investments

- declined (5/ 6,02 %)
- somewhat declined (19/ 22,89 %)
- did not change (24/ 28,92 %)
- somewhat increased (20/ 24,10 %)
- increased (6/ 7,23 %)
- no evaluation (9/ 10,84 %)

c) Degree of complexity of regulatory acts and rules

- declined (2/ 2,41 %)
- somewhat declined (14/ 16,87 %)
- did not change (22/ 26,51 %)
- somewhat increased (20/ 24,10 %)
- increased (21/ 25,30 %)
- no evaluation (4/ 4,82 %)

d) Adequacy of regulatory decisions

- declined (2/ 2,41 %)
- somewhat declined (12/ 14,64 %)

-
- did not change (38/ 45,78 %)
 - somewhat increased (20/ 24,10 %)
 - increased (2/ 2,41 %)
 - no evaluation (9/ 10,84 %)

4. How would you rate the following issues in view of the current regulation system?

a) Regulatory risk

- low (0/ 0,00 %)
- rather low (3/ 3,61 %)
- moderate (13/ 15,66 %)
- rather high (41/ 49,40 %)
- high (26/ 31,33 %)
- no evaluation (0/ 0,00 %)

b) Amount of time and effort caused by regulation

- low (0/ 0,00 %)
- rather low (0/ 0,00 %)
- moderate (10/ 12,05 %)
- rather high (30/ 36,14 %)
- high (43/ 51,81 %)
- no evaluation (0/ 0,00 %)

c) Transparency of regulatory goals

- low (7/ 8,43 %)
- rather low (20/ 24,10 %)
- moderate (36/ 43,37 %)
- rather high (19/ 22,89 %)
- high (1/ 1,20 %)

- no evaluation (0/ 0,00 %)

d) **Your acceptance for the current way of regulation**

- low (0/ 0,00 %)
- rather low (12/ 14,46 %)
- moderate (35/ 42,17 %)
- rather high (28/ 33,73 %)
- high (8/ 9,64 %)
- no evaluation (0/ 0,00 %)

5. **Has regulation had an impact on your cost or on quality of supply within the last three years? If yes, please describe which kind of effect has occurred**

a) **operational cost**

- decrease (8/ 9,64 %)
- some decrease (23/ 27,71 %)
- constant (19/ 22,89 %)
- some increase (20/ 24,10 %)
- increase (6/ 7,23 %)
- no impact (4/ 4,82 %)
- no evaluation (3/ 3,61 %)

b) **capital cost**

- decrease (4/ 4,82 %)
- some decrease (9/ 10,84 %)
- constant (32/ 38,55 %)
- some increase (15/ 18,07 %)
- increase (9/ 10,84 %)
- no impact (7/ 8,43 %)
- no evaluation (7/ 8,43 %)

c) **quality of supply**

- decrease (7/ 8,43 %)
- some decrease (14/ 16,87 %)
- constant (46/ 55,42 %)
- some increase (8/ 9,64 %)
- increase (1/ 1,20 %)
- no impact (2/ 2,41 %)
- no evaluation (5/ 6,02 %)

6. **Has regulation had an impact on your decisions concerning the following issues?**

a) **Staffing policy**

- no impact (4/ 4,82 %)
- rather low impact (12/ 14,46 %)
- moderate impact (27/ 52,53 %)
- rather strong impact (26/ 31,33 %)
- strong impact (13/ 15,66 %)
- no evaluation (1/ 1,20 %)

b) **Investment policy**

- no impact (2/ 2,41 %)
- rather low impact (7/ 8,43 %)
- moderate impact (17/ 20,48 %)
- rather strong impact (34/ 40,96 %)
- strong impact (23/ 27,71 %)
- no evaluation (0/ 0,00 %)

c) **Maintenance strategy**

- no impact (1/ 1,20 %)

- rather low impact (15/ 18,07 %)
- moderate impact (20/ 24,10 %)
- rather strong impact (28/ 33,73 %)
- strong impact (19/ 22,89 %)
- no evaluation (0/ 0,00 %)

7. Please think about the amount of investment over the last two years. Does it vary from the level you estimate to be necessary to sustain the current quality of supply?

- it is too high (2/ 2,47 %)
- it is slightly too high (8/ 9,88 %)
- status is appropriate (26/ 32,10 %)
- it is slightly too low (23/ 28,40 %)
- it is too low (18/ 22,22 %)
- no evaluation (4/ 4,94 %)

8. Would you say that regulation has caused constraints for replacement investments? If yes, please tell us how the constraints have developed

- no constraints (4/ 8,16 %)
- decrease (0/ 0,00 %)
- some decrease (6/ 12,24 %)
- constant (12/ 24,49 %)
- some increase (23/ 46,94 %)
- increase (4/ 8,16 %)
- no evaluation (0/ 0,00 %)

9. Will quality of supply change due to incentive regulation in the short term (next 1 to 3 years) and in the long term (next 10 to 20 years)?

a) short term

- will increase (2/ 2,41 %)

-
- will somewhat increase (11/ 13,25 %)
 - will not change (49/ 59,04 %)
 - will somewhat decrease (15/ 18,07 %)
 - will decrease (2/ 2,41 %)
 - no evaluation (4/ 4,82 %)

b) long term

- will increase (8/ 9,64 %)
- will somewhat increase (10/ 12,05 %)
- will not change (13/ 15,66 %)
- will somewhat decrease (22/ 26,51 %)
- will decrease (28/ 33,73 %)
- no evaluation (2/ 2,41 %)

10. How strong are the current incentives for cost reductions due to regulation?

- strong (19/ 22,89 %)
- rather strong (25/ 30,12 %)
- moderate (26/ 31,33 %)
- rather low (5/ 6,02 %)
- no incentives (3/ 3,16 %)
- no evaluation (5/ 6,02 %)

11. Do you think the incentives for cost reductions will change in the longer run (next 10 to 20 years)?

- will increase (11/ 13,25 %)
- will rather increase (37/ 44,58 %)
- will not change (14/ 16,87 %)
- will rather decrease (11/ 13,25 %)

- will decrease (4/ 4,82 %)
- no evaluation (6/ 7,32 %)

12. Do you think the regulatory framework will be stable for the next two regulation periods?

- most unlikely (3/ 3,61 %)
- unlikely (8/ 9,64 %)
- maybe (14/ 16,87 %)
- likely (37/ 44,58 %)
- most likely (20/ 24,10 %)
- no evaluation (1/ 1,20 %)

13. To which extent do you agree to the following statements?

a) There is enough data available so we can understand how the regulatory authority arrives at decisions

- disagree (1/ 1,20 %)
- tend to disagree (18/ 21,69 %)
- neither agree nor disagree (14/ 16,87 %)
- tend to agree (29/ 34,94 %)
- agree (21/ 25,30 %)
- no evaluation (0/ 0,00 %)

b) The regulatory authority provides professional explanations for its decisions

- disagree (2/ 2,41 %)
- tend to disagree (11/ 13,25 %)
- neither agree nor disagree (24/ 28,92 %)
- tend to agree (32/ 38,55 %)
- agree (14/ 16,87 %)
- no evaluation (0/ 0,00 %)

c) **There occurred at least one unexpected modification of the regulatory system within the last three years**

- disagree (2/ 2,41 %)
- tend to disagree (7/ 8,43 %)
- neither agree nor disagree (11/ 13,25 %)
- tend to agree (23/ 27,71 %)
- agree (36/ 43,37 %)
- no evaluation (4/ 4,82 %)

d) **We are not sure how the regulatory system will be modified within the next five years**

- disagree (0/ 0,00 %)
- tend to disagree (6/ 7,23 %)
- neither agree nor disagree (5/ 6,02 %)
- tend to agree (33/ 39,76 %)
- agree (39/ 46,99 %)
- no evaluation (0/ 0,00 %)

e) **Regulation causes a lot of additional work for us**

- disagree (0/ 0,00 %)
- tend to disagree (1/ 1,20 %)
- neither agree nor disagree (5/ 6,02 %)
- tend to agree (14/ 16,87 %)
- agree (63/ 75,90 %)
- no evaluation (0/ 0,00 %)

14. **Has there been a trend concerning the following issues within the last three years?**

a) **general importance of asset management strategies**

- disagree (26/ 31,33 %)

- tend to disagree (41/ 49,40 %)
- neither agree nor disagree (10/ 12,05 %)
- tend to agree (1/ 1,20 %)
- agree (2/ 2,41 %)
- no evaluation (3/ 3,61 %)

b) expenses for replacement investments

- increased (7/ 8,43 %)
- somewhat increased (27/ 0,00 %)
- no trend (24/ 32,53 %)
- somewhat decreased (17/ 28,92 %)
- decreased (5/ 6,02 %)
- no evaluation (3/ 3,61 %)

c) intensity of maintenace

- increased (2/ 2,41 %)
- somewhat increased (21/ 25,30 %)
- no trend (31/ 37,35 %)
- somewhat decreased (22/ 26,51 %)
- decreased (5/ 6,02 %)
- no evaluation (2/ 2,41 %)

d) time until power failures are repaired (Increase means the duration of interruptions gets longer)

- increased (3/ 3,61 %)
- somewhat increased (10/ 12,05 %)
- no trend (47/ 56,63 %)
- somewhat decreased (13/ 15,66 %)
- decreased (9/ 10,84 %)

-
- no evaluation (1/ 1,20 %)

15. Did incentive regulation have an impact on the development of the following issues?

a) general importance of asset management strategies

- no impact (4/ 4,82 %)
- low impact (8/ 9,64 %)
- moderate impact (15/ 18,07 %)
- rather high impact (32/ 38,55 %)
- high impact (20/ 24,10 %)
- no evaluation (4/ 4,82 %)

b) expenses for replacement investments

- no impact (4/ 4,82 %)
- low impact (11/ 13,25 %)
- moderate impact (23/ 27,71 %)
- rather high impact (28/ 33,73 %)
- high impact (13/ 15,66 %)
- no evaluation (4/ 4,82 %)

c) intensity of maintenance

- no impact (5/ 6,02 %)
- low impact (10/ 12,05 %)
- moderate impact (22/ 26,51 %)
- rather high impact (33/ 39,76 %)
- high impact (10/ 12,05 %)
- no evaluation (3/ 3,61 %)

d) time until power failures are repaired (Increase means the duration of interruptions gets longer)

- no impact (10/ 12,05 %)
- low impact (13/ 15,66 %)
- moderate impact (33/ 39,76 %)
- rather high impact (15/ 18,07 %)
- high impact (10/ 12,05 %)
- no evaluation (2/ 2,41 %)

16. Please tell us if the following issues have an impact on your decisions related to replacement investments. If yes, of strong is ist?

a) **degree of planning reliability**

- no impact (1/ 1,20 %)
- rather low impact (8/ 9,64 %)
- moderate impact (21/ 25,30 %)
- rather high impact (33/ 39,76 %)
- high impact (16/ 19,28 %)
- no evaluation (4/ 4,82 %)

b) **the availability of special investment incentives**

- no impact (2/ 2,41 %)
- rather low impact (10/ 12,05 %)
- moderate impact (29/ 34,94 %)
- rather high impact (24/ 28,92 %)
- high impact (12/ 14,46 %)
- no evaluation (6/ 7,23 %)

c) **current extend of efficiency requirements**

- no impact (2/ 2,41 %)
- rather low impact (7/ 8,43 %)
- moderate impact (25/ 30,12 %)

-
- rather high impact (27/ 32,53 %)
 - high impact (15/ 18,07 %)
 - no evaluation (7/ 8,43 %)

d) rewards or penalties through quality regulation

- no impact (4/ 4,82 %)
- rather low impact (6/ 7,23 %)
- moderate impact (32/ 38,55 %)
- rather high impact (26/ 31,33 %)
- high impact (5/ 6,02 %)
- no evaluation (10/ 12,05 %)

17. Concerning the status of planning reliability: Is your investment planning influenced in a positive or negative way?

- negative (8/ 10,26 %)
- rather negative (16/ 20,51 %)
- neutral (16/ 20,51 %)
- rather positive (29/ 37,18 %)
- positive (6/ 7,69 %)
- no evaluation (3/ 3,85 %)

18. Concerning the current availability of special investment incentives: Is your investment planning influenced in a positive or negative way?

- negative (7/ 9,33 %)
- rather negative (16/ 21,33 %)
- neutral (19/ 25,33 %)
- rather positive (23/ 30,63 %)
- positive (4/ 5,33 %)
- no evaluation (6/ 8,00 %)

19. Concerning the current extend of efficiency requirements: Is your investment planning influenced in a positive or negative way?

- negative (8/ 10,81 %)
- rather negative (12/ 16,22 %)
- neutral (18/ 24,32 %)
- rather positive (23/ 31,08 %)
- positive (7/ 9,46 %)
- no evaluation (6/ 8,11 %)

20. Concerning rewards or penalties through quality regulation: Is your investment planning influenced in a positive or negative way?

- negative (8/ 11,59 %)
- rather negative (20/ 28,99 %)
- neutral (28/ 40,58 %)
- rather positive (5/ 7,25 %)
- positive (0/ 0,00 %)
- no evaluation (8/ 11,59 %)

21. Do initial revenues or prices of the next regulation period have an impact on todays investments?

- high impact (3/ 3,61 %)
- rather high impact (12/ 14,46 %)
- moderate impact (27/ 32,53 %)
- rather low impact (22/ 26,51 %)
- low impact (14/ 16,87 %)
- no evaluation (5/ 6,02 %)

22. Do efficiency requirements for the next regulation period have an impact on todays investments?

- high impact (1/ 1,20 %)

-
- rather high impact (15/ 18,07 %)
 - moderate impact (28/ 33,73 %)
 - rather low impact (17/ 20,48 %)
 - low impact (16/ 19,28 %)
 - no evaluation (6/ 7,23 %)

23. Does the regulatory system influence your preferences for operational expenditure compared to capital expenditure?

a) Impact in case of „real“ substitution (e.g. replacement investment vs. maintenance)

- will preferences for operational cost (1/ 1,20 %)
- will tend to prefer operational cost (12/ 14,46 %)
- no preferences (19/ 22,89 %)
- tend to prefer capital cost (28/ 33,73 %)
- preferences for capital cost (4/ 4,82 %)
- no evaluation (19/ 22,89 %)

b) Impact in case of booking substitution (e.g. expenses vs. activation)

- will preferences for operational cost (1/ 1,20 %)
- will tend to prefer operational cost (6/ 7,23 %)
- no preferences (20/ 24,10 %)
- tend to prefer capital cost (26/ 31,33 %)
- preferences for capital cost (6/ 7,23 %)
- no evaluation (24/ 22,89 %)

24. How many people are employed by your company (distribution network operator only)?

- less than 20 (14/ 16,87 %)
- 20 - 100 (35/ 42,17 %)
- 101 - 300 (13/ 15,66 %)

- more than 300 (21/ 25,30 %)

25. How many people work for the department of regulation management?

- we have no department for regulation management (26/ 31,33 %)
- less than 3 (19/ 22,89 %)
- 3 - 6 (29/ 34,94 %)
- more than 6 (9/ 10,84 %)

26. How many customers do you have (low and medium voltage level only)?

- less than 10,000 (8/ 9,64 %)
- 10,000 - 30,000 (20/ 24,10 %)
- 30,000 - 100,000 (14/ 16,87 %)
- 100,000 - 500,000 (26/ 31,33 %)
- 500,000 - 1.5 Mio. (9/ 10,84 %)
- more than 1.5 Mio. (6/ 7,23 %)

C. Korrelationsmatrizen zu Kapitel 4

	Inv-rel	Q-kurz	Q-lang	Trans-1	Risk-1	Trans-2	Risk-2
Inv-rel	1						
Q-kurz	0,3579 (0,0297)	1					
Q-lang	0,4869 (0,0027)	0,6122 (0,0000)	1				
Trans-1	-0,1001 (0,5555)	0,1386 (0,3937)	0,2774 (0,0831)	1			
Risk-1	0,0961 (0,5660)	0,3529 (0,0236)	0,2838 (0,0760)	0,3132 (0,0462)	1		
Trans-2	0,1152 (0,4912)	0,2706 (0,0871)	0,1627 (0,3160)	0,5681 (0,0001)	0,4336 (0,0041)	1	
Risk-2	0,1464 (0,3805)	0,1543 (0,3355)	0,1322 (0,4163)	0,3790 (0,0145)	0,4430 (0,0033)	0,2915 (0,0611)	1

Tabelle C.1.: Korrelationsmatrix, Analyse 2

	Inv-rel	Q-Niv	Q-kurz	Q-lang	ROR	Asset	Inv-ab	Instand	Dauer	Anr-Kost	Q-Faktor
Inv-rel	1										
Q-Niv	-0,3429 (0,0407)	1									
Q-kurz	0,3579 (0,0297)	-0,2597 (0,1154)	1								
Q-lang	0,4859 (0,0027)	-0,3676 (0,0252)	0,6122 (0,0000)	1							
ROR	0,4791 (0,0023)	-0,1908 (0,2447)	0,2953 (0,0609)	0,6128 (0,0000)	1						
Asset	-0,0361 (0,8321)	0,3815 (0,0181)	-0,1751 (0,2798)	-0,2911 (0,0722)	-0,2143 (0,1784)	1					
Inv-ab	0,3894 (0,0157)	-0,0785 (0,6349)	0,2781 (0,0783)	0,2854 (0,0743)	0,2152 (0,1711)	0,4007 (0,0094)	1				
Instand	0,3397 (0,0369)	-0,4321 (0,0060)	0,2851 (0,0708)	0,2041 (0,2065)	0,0860 (0,5882)	-0,0638 (0,6918)	0,5943 (0,0000)	1			
Dauer	-0,3812 (0,0182)	0,2935 (0,0698)	-0,1734 (0,2783)	-0,1908 (0,2383)	-0,1552 (0,3262)	0,0495 (0,7588)	-0,1289 (0,04160)	-0,1367 (0,3881)	1		
Anr-Kost	-0,2377 (0,1627)	0,3278 (0,0467)	-0,1359 (0,4093)	-0,0250 (0,8851)	-0,0196 (0,9043)	0,2268 (0,1593)	-0,2273 (0,1583)	-0,2853 (0,0737)	-0,1057 (0,5090)	1	
Q-Faktor	0,3846 (0,0188)	-0,7631 (0,0000)	0,2583 (0,1075)	0,5005 (0,0012)	0,5045 (0,0008)	-3379 (0,0307)	0,2620 (0,0980)	0,3327 (0,0336)	-0,3700 (0,0172)	-0,3355 (0,0343)	1

Tabelle C.2.: Korrelationsmatrix, Analyse 1

D. Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich an Eides Statt, dass ich die bei der Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften der Technischen Universität Clausthal eingereichten Dissertation selbstständig und ohne unerlaubte Hilfe verfasst und die benutzten Hilfsmittel vollständig angegeben habe.

Sandra Maeding, 30. Juli 2010